



TUGAS AKHIR – MO141326

***ANALISIS LOCAL BUCKLING TIE-IN SPOOL PADA PLEM
IGUANA MENUJU BISON WELLHEAD DI LAUT NATUNA***

HAFIFA ROSTYANI

NRP. 4313100013

Dosen Pembimbing :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2017



BACHELOR THESIS – MO141326

**LOCAL BUCKLING TIE-IN SPOOL ANALYSIS ON PLEM
IGUANA TO BISON WELLHEAD IN NATUNA SEA**

HAFIFA ROSTYANI

NRP. 4313100013

Supervisors :

Ir. Imam Rochani, M.Sc.

Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING

Faculty of Marine Technology

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya

2017

**ANALISIS *LOCAL BUCKLING TIE-IN SPOOL* PADA
PLEM IGUANA MENUJU BISON *WELLHEAD* DI LAUT
NATUNA**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana
Teknik (ST) pada Program Studi S-1 Jurusan Teknik Kelautan Fakultas
Teknologi Kelautan Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Oleh :

HAFIFA ROSTYANI

NRP. 4313100013

Disetujui oleh :

1. Ir. Imam Rochani, M.Sc. (Pembimbing 1)

2. Ir. Handayanu, M.Sc. Ph.D. (Pembimbing 2)

3. Nur Syahroni, S.T. M.T. Ph.D. (Penguji 1)

4. Dr. Yeyes Mulyadi, S.T. M.Sc. (Penguji 2)

SURABAYA, JULI 2017

ANALISIS *LOCAL BUCKLING TIE-IN SPOOL* PADA PLEM IGUANA MENUJU BISON *WELLHEAD* DI LAUT NATUNA

Nama Mahasiswa : Hafifa Rostyani
NRP : 4313 100 013
Jurusan : Teknik Kelautan FTK ITS
Dosen Pembimbing : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

ABSTRAK

Pipa bawah laut, bekerja selama 24 jam dalam setahun selama umur pipa dapat beroperasi. Selama beroperasi, pipa dapat mengalami beberapa kegagalan, salah satunya adalah *bursting* hingga *buckling*. *Buckling* adalah penampang melintang yang terjadi pada bagian sepanjang jalur pipa secara berlebihan. Hal ini akan mengakibatkan pada deformasi dari bagian melintang pipa. Maka dari itu dalam mendesain, penting untuk menghitung pipa dalam kondisi operasional saat maksimum, baik tekanan hingga tegangan. Mengacu pada DNV OS F 101, mengenai *Submarine Pipeline System*, untuk menganalisis integritas pipa tidak hanya sampai dengan perhitungan tegangan pada pipa. Namun, menggunakan pendekatan metode *Limit State*. Untuk analisis tugas akhir ini, menggunakan metode *Ultimate Limit State*, dimana parameter integritas pipa adalah *local buckling* dan *bursting*. Dalam analisis ini, memperhitungkan *tie-in spool* pada PLEM Iguana menuju Bison *Wellhead* di Laut Natuna, apakah pipa akan mengalami *buckling* dengan tekanan dan temperatur yang tinggi. Setelah dilakukan perhitungan, pipa selama operasi dengan tegangan maksimum pada tekanan 37.28 MPa dan temperatur maksimal menurut ASME 31.8 yaitu 120°C, pipa tidak mengalami deformasi secara berlebihan, yaitu sebesar 5 mm. Namun, untuk kategori *pressure containment*, dengan tekanan 37.28 MPa sudah melewati batas ijin. Sehingga, tekanan maksimal yang dapat ditanggung pipa adalah sebesar 37.28 MPa dengan temperatur maksimal 120°C dan pipa akan mengalami *pressure containment*. Jika tekanan melebihi 37.28 MPa pipa akan mengalami kegagalan seperti *buckling*.

Kata kunci : *Ultimate Limit State, Local Buckling, Spool*

LOCAL BUCKLING TIE-IN SPOOL ANALYSIS ON PLEM IGUANA TO BISON WELLHEAD IN NATUNA SEA

Student Name : Hafifa Rostyani
Reg. : 4313 100 013
Department : Ocean Engineering FTK ITS
Supervisors : Ir. Imam Rochani, M.Sc.
Ir. Handayanu, M.Sc., Ph.D.

ABSTRACT

Subsea pipeline working 24 hours a year for the life of the pipe can operate. During operation, the pipe can experience several failures, such as bursting to buckling. Buckling is a cross section that occurs on the part along the pipeline in excess. This will result in the deformation of the transverse part of the pipe. Therefore, when design the pipes it is important to calculate the pipe under maximum operational conditions, either pressure to stress. Referring to DNV OS F 101, about Submarine Pipeline System, to analyze the integrity of pipes not only up to the calculation of stresses on pipes. However, using the Limit State method approach. For this final project analysis, using Ultimate Limit State method, where the integrity parameter of pipe is local buckling and bursting. In this analysis, take into account the tie-in spool of the Iguana PLEM to Bison Wellhead in the Natuna Sea, whether the pipe will experience buckling with high pressure and temperature. After calculation, the pipeline during operation with maximum stress at 37.28 MPa and maximum temperature according to ASME 31.8 is 120⁰C, the pipe is not deformed excessively, that is 5 mm. However, for the pressure containment category, the pressure of 37.28 MPa has exceeded the permit limit. Thus, the maximum pressure that can be borne by the pipe is 37.28 MPa with a maximum temperature of 120⁰C and the pipe will experience pressure containment. If the engine exceeds 37.28 MPa the pipe will fail like buckling.

Keywords : *Ultimate Limit State, Local Buckling, Spool*

KATA PENGANTAR

Puji syukur Alhamdulillah penulis panjatkan kehadiran Allah SWT karena dengan rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini dengan baik dan tepat waktu.

Tugas akhir ini berjudul “Analisis *Local Buckling Tie-In Spool* pada PLEM Iguana Menuju Bison Wellhead di Laut Natuna”. Tugas akhir ini disusun sebagai syarat dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Tugas akhir ini menganalisis *local buckling* pada *spool* atau pipa dengan temperatur dan tekanan operasional yang tinggi, sehingga menghasilkan tegangan yang maksimal.

Penulis menyadari bahwa dalam pengerjaan dan penulisan juga perhitungan dalam tugas akhir ini masih jauh dari kata sempurna, sehingga penulis sangat mengharapkan kritik dan saran dari pihak lain. Penulis juga berharap agar tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi perkembangan teknologi khususnya di bidang pipeline, serta dapat bermanfaat bagi pembaca dan juga penulis.

Surabaya, Juli 2017

Penulis

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan dalam halaman ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu kelancaran dalam pengerjaan tugas akhir ini hingga selesai. Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Paling utama tentu Allah SWT, yang telah memberikan kesehatan, kemudahan, dan rahmat-Nya kepada penulis hingga saat ini
2. Kedua orang tua penulis yang tersayang yaitu (Alm.) Ayah Maskur dan Nda Nunik, yang telah memberikan penulis materil non materil, doa tak henti, dan kasih sayang cinta hingga penulis dapat menyelesaikan jenjang sarjana.
3. Kakak dan adik penulis, Han Alyasa Nugroho dan Nuke Hanifa yang selalu memberikan dukungan, motivasi dengan bentuk hiburan untuk penulis
4. M. Altra Parama Adhikara yang selalu setia dan sabar mendampingi penulis dengan sepenuh hati. Terima kasih juga data yang diberikan untuk tugas akhir ini.
5. Bapak Imam Rochani dan Bapak Handayanu selaku dosen pembimbing sehingga yang senantiasa memberikan ilmu, saran, dan bantuan untuk penulis dengan sabar agar dapat menyelesaikan tugas akhir dengan baik dan tepat waktu.
6. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Kelautan FTK ITS yang telah memberikan ilmu dan fasilitas kepada penulis selama menjalani perkuliahan.
7. Teman-teman Valtameri 2013 dan senior di Lab. Opres dan Labkom
8. Pihak-pihak lainnya yang tidak dapat disebutkan satu-persatu, terima kasih atas bantuan, motivasi, dan doa untuk penulis sejak kuliah hingga pengerjaan tugas akhir ini hingga selesai.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR	vi
UCAPAN TERIMA KASIH	vii
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR NOTASI	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	3
1.3 Tujuan Penelitian.....	3
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
1.5 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI	
2.1 Tinjauan Pustaka	5
2.2 Dasar Teori	6
2.2.1 Pipa Bawah Laut	6
2.2.2.1 Sistem Pipa Bawah Laut.....	6
2.2.2.2 Perhitungan Properties Pipa	7
2.2.2 Tie-In Spool	8
2.2.3 Manifold	9
2.2.4 Jenis Koneksi Pipa	10
2.2.5 Gelombang dan Arus	13
2.2.5.1 Gelombang.....	13
2.2.5.2 Arus	16
2.2.6 Beban Lingkungan	17

2.2.7 Tegangan pada Pipa	20
2.2.7.1 <i>Longitudinal Stress</i>	21
2.2.7.2 <i>Hoop Stress</i>	22
2.2.7.3 <i>Thermal Stress</i>	22
2.2.7.4 <i>EndCap Effect Stress</i>	23
2.2.7.5 <i>Poisson Stress</i>	23
2.2.7.6 <i>Bending Stress</i>	23
2.2.7.7 <i>Equivalent Stress</i>	24
2.2.7.8 <i>Kriteria Allowable Stress Design (ASD)</i>	24
2.2.8 Analisis <i>Buckling</i>	24
2.2.8.1 <i>Limit State</i>	24
2.2.8.2 <i>Pressure Containment</i>	25
2.2.8.3 <i>Propagation Buckling</i>	26
2.2.8.4 <i>Combined Loading Criteria</i>	26

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian	29
3.1.1 Metodologi Penelitian Untuk Global Analisis.....	30
3.1.2 Metodologi Penelitian Untuk Lokal Analisis	31
3.2 Prosedur Penelitian	32

BAB IV ANALISI DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Tugas Akhir	34
4.2 Properties Pipa	35
4.3 Gelombang dan Arus	37
4.3.1 Gelombang	37
4.3.2 Arus	38
4.4 Beban Lingkungan	38
4.4.1 Tahanan Tanah	38
4.4.2 Gaya Hidrodinamis	39
4.5 Tegangan pada Pipa	40
4.6 Perhitungan Tegangan pada AutoPipe	42
4.7 Perhitungan Bending Moment	43
4.8 <i>Local Buckling Check</i>	44

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Latar Belakang53

5.2 Rumusan Masalah.....54

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

BIODATA PENULIS

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Blok A Laut Natuna	2
Gambar 2.1 Sistem Pipa Bawah Laut	6
Gambar 2.2 Tie-In Spool Horizontal	9
Gambar 2.3 Perbedaan menggunakan PLEM dan tidak	9
Gambar 2.4 Weldneck Flange	10
Gambar 2.5 Lap Joint Flange dan Slip-On Flange	11
Gambar 2.6 Flange Threaded	11
Gambar 2.7 Socketweld Flange.....	11
Gambar 2.8 Grafik Region of Validity of Wave Theories.....	14
Gambar 2.9 Gaya Hidrodinamik Pipa Bawah Laut	18
Gambar 2.10 Ilustrasi Penetrasi.....	19
Gambar 2.11 Propagation Buckling	26
Gambar 3.1 Flowchart Pengerjaan Tugas Akhir	29
Gambar 3.2 Flowchart Pengerjaan Global Analisis	30
Gambar 3.3 Flowchart Pengerjaan Lokal Analisis	31
Gambar 4.1 Bison dan Iguana Development Project.....	34
Gambar 4.3 Permodelan Spool.....	42
Gambar 4.4 Hasil Tengan pada Tekanan 26.82 MPa	47
Gambar 4.5 Hasil Tengan pada Tekanan 37.25 MPa.....	47
Gambar 4.6 Pembebanan Pipa 1	48
Gambar 4.7 Pembebanan Pipa 2.....	49
Gambar 4.8 Hasil Deformasi Pipa 1	49
Gambar 4.9 Hasil Deformasi Pipa 2	50
Gambar 4.10 Potongan Penampang Pipa 1	50
Gambar 4.11 Potongan Penampang Pipa 2	51

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Kekasaran dasar laut.....	17
Tabel 4.1 Data Pipa.....	35
Tabel 4.2 Data Lingkungan	35
Tabel 4.3 Data Tanah	36
Tabel 4.4 Properties Pipa	36
Tabel 4.5 Berat Terendam Pipa	36
Tabel 4.6 Parameter untuk perhitungan kecepatan partikel gelombang	37
Tabel 4.7 Varian Spectral Moment.....	38
Tabel 4.8 Gaya Tahanan Tanah	39
Tabel 4.9 Parameter untuk hoop stress	40
Tabel 4.10 Variasi tekanan internal pada hoop stress.....	41
Tabel 4.11 Hasil tegangan dengan tekanan internal 26.82 MPa	42
Tabel 4.12 Hasil tegangan dengan tekanan internal 37.25 MPa	43
Tabel 4.13 Perhitungan Bending Moment Tekanan 37.25 MPa	43
Tabel 4.14 Perhitungan Bending Moment Tekanan 14.9 MPa	44
Tabel 4.15 Parameter umum perhitungan local buckling	45
Tabel 4.16 Hasil Perhitungan Local Buckling	46
Tabel 4.17 Data struktur permodelan.....	48

DAFTAR NOTASI

ACF	<i>cross-flow unit amplitude stress</i> (Pa)
A_i	<i>internal cross section area</i> pada pipa (m^2)
AIL	<i>in-line unit amplitude stress</i> (Pa)
a_s	percepatan signifikan partikel air yang mengenai pipa (m/s^2)
A_s	<i>cross section area</i> pada <i>steel</i> pipa (m^2)
C_D	koefisien gaya <i>drag</i>
C_L	koefisien kekakuan tanah lateral ($kN/m^{5/2}$) atau koefisien gaya angkat
C_M	koefisien gaya inersia
d	kedalaman perairan (m)
D_0	diameter luar <i>steel</i> pipa (m)
D_c	diameter luar <i>concrete</i> (m)
D_i	diameter dalam pipa (m)
D_t	diameter luar total pipa (m)
E	<i>Young's modulus</i> untuk <i>steel</i> (Pa)
F_b	<i>buoyancy</i> per meter (N/m)
f_{cb}	nilai terkecil antara f_y dan $f_u/1.15$ (dibandingkan) (Pa)
F_D	gaya <i>drag</i> (N)
F_I	gaya inersia (N)
$f_{u,temp}$	nilai <i>de-rating</i> karena pengaruh temperatur dari <i>tensile strength</i> (Pa)
f_y	karakteristik kekuatan material (Pa)
$f_{y,temp}$	nilai <i>de-rating</i> karena pengaruh temperatur dari <i>yield stress</i> (Pa)
g	percepatan gravitasi (m/s^2)
$G(\omega)$	fungsi transformasi frekuensi dari elevasi gelombang ke kecepatan aliran
H_{eff}	<i>effective lay tension</i> (N)
H_s	tinggi gelombang signifikan (m)

h_t	kedalaman perairan total (m)
I_{conc}	momen inersia <i>concrete</i> (m ⁴)
I_{steel}	momen inersia <i>steel</i> (m ⁴)
k	angka gelombang
M_F	momen karena beban fungsional (Nm)
M_n	momen spektra orde-n
M_{Sd}	<i>bending moment</i> (Nm)
P_b	<i>pressure containment resistance</i> atau tekanan <i>bursting</i> (Pa)
P_c	tekanan karakteristik <i>collaps</i> (Pa)
P_e	tekanan eksternal (Pa)
P_i	tekanan internal (Pa)
P_{min}	tekanan internal minimum (Pa)
U_c	kecepatan normal arus pada pipa (m/s)
$U_{c,100 \text{ tahun}}$	periode ulang 100 tahun untuk arus laut (m/s)
U_s	kecepatan arus dari gelombang signifikan (m/s)
U_{tot}	kecepatan total aliran (m/s)
U_w	kecepatan normal aliran signifikan yang mengenai pipa, dengan koreksi akibat arah gelombang dan sebaran gelombang (m/s)
$U_{w, 1 \text{ tahun}}$	periode ulang signifikan 1 tahun untuk <i>wave induce velocity</i> (m)
ν	<i>poisson's ratio</i> dari <i>steel</i>
W_c	berat isi pipa (N)
W_{cc}	berat <i>corrosion coating</i> (N)
W_{fj}	berat <i>field joint</i> (N)
W_{ic}	berat <i>coating</i> internal (N)
W_m	berat <i>marine growth</i> (N)

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A	Perhitungan Arus dan Gelombang
LAMPIRAN B	Perhitungan Beban Lingkungan
LAMPIRAN C	Perhitungan Tegangan pada Pipa
LAMPIRAN D	Perhitungan Local Buckling Check
LAMPIRAN E	Laporan Deformasi dari ANSYS

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pipa bawah laut merupakan suatu teknologi transportasi yang digunakan untuk mendistribusikan hidrokarbon seperti minyak mentah, gas alam, dan kondensat yang relatif rendah. Fluida yang melewati pipa bawah laut dalam jumlah besar dan jarak yang tidak dekat melalui jalur laut ataupun lepas pantai. Pipa bawah laut dapat bekerja 24 jam sehari, 365 hari dalam setahun selama umur pipa yang dapat mencapai 30 tahun atau bahkan lebih (Soegiono, 2007).

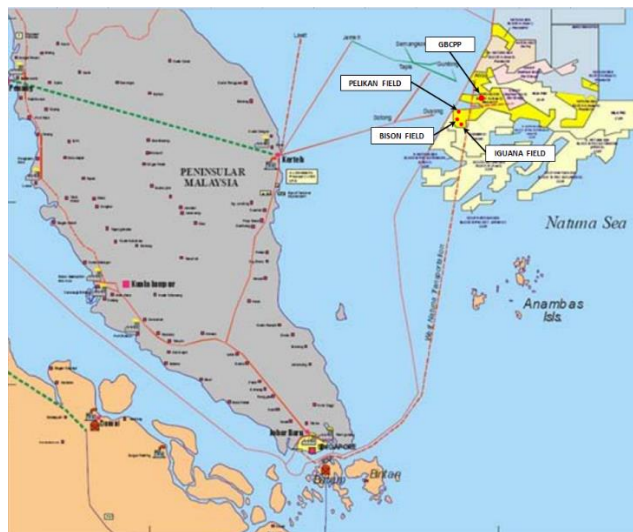
Saat operasi berlangsung dan seiring berjalannya waktu beroperasi pipa, pipa akan terjadi beberapa kegagalan. Kegagalan yang dapat terjadi pada pipa adalah *bursting*, *buckling*, *leaking*, dan sebagainya. Salah satunya adalah *buckling* pada pipa. Kegagalan *buckling* adalah berupa deformasi tekukan yang terjadi pada dinding pipa atau dapat seluruh bagian pipa.

Buckling pada pipa bawah laut akan sangat membahayakan apabila tidak diantisipasi dari awal pada saat mendesain dan memperhitungkan pipa. Beberapa faktor yang dapat menyebabkan *buckling* pada saat operasi adalah tekanan internal, temperatur, dan beban lingkungan. Pada saat mendesain pipa penting untuk dilakukan analisa tegangan yang terjadi pada pipa apabila adanya perubahan temperatur saat operasi agar pipa dapat aman. Pipa dalam waktu operasi menerima beban tekanan internal dan perubahan suhu dari hidrokarbon yang dialirkan dari *wellhead*. Beban yang ditanggung oleh suatu *pipeline* akan menyebabkan pipa berada dalam kondisi tegang. Pada umumnya, material pipa itu sendiri memiliki ketahanan terhadap tegangan tertentu sehingga pada akhirnya mengalami kegagalan, salah satunya *buckling*.

Pada Laut Natuna tersebar sumber minyak dan gas yang berlimpah. Salah satunya pada Blok A, terdapat 2 *wellhead* yaitu Bison dan Iguana *wellhead*. Berjarak 10 km dari kedua *wellhead* terdapat Pelikan *Wellhead Platform*. Premier Oil sebagai operator, menyambungkan Bison dan Iguana *wellhead* dengan Pelikan *Wellhead Platform* dengan sistem *tie-back*. Penyambungan ini

menggunakan pipa bawah laut dengan sistem *tie-back* yang kemudian akan diproduksi pada *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO). Hasil produksi akan disalurkan kepada konsumen melalui pipa bawah laut.

Pada Pelikan *Wellhead Platform* – Iguana *wellhead* telah dilakukan analisis untuk tegangan pada sistem *tie-back*. Analisis tegangan pada sistem *tie-back* dikarekanan terdapat bagian yang akan menyebabkan pipa mengalami tegangan berlebihan dan dapat terjadinya kegagalan seperti *buckling*, *thermal expansion*, dan sebagainya yang terjadi pada pipa.



Gambar 1.1 Blok A Laut Natuna (Sumber: Premier Oil, 2015)

Analisis pada tugas akhir ini akan menghitung kegagalan yang terjadi berupa buckling di *tie-in spool* pada PLEM Iguana-Bison *Wellhead* di Blok A Laut Natuna, sesuai dengan pada Gambar 1.1. Mengacu pada DNV OS F101 mengenai *Submarine Pipeline System*, untuk menganalisis integritas pipa tidak hanya perhitungan tegangan pada pipa, namun juga menggunakan pendekatan metode *Limit State*. Terdapat 4 *limit state* untuk pipa bawah laut yaitu *Serviceability Limit State*, *Ultimate Limit State*, *Fatigue Limit State*, *Accidental Limit State*. Untuk analisis tugas akhir ini menggunakan metode *Ultimate Limit State*, dimana parameter integritas pipa adalah salah satunya *local buckling*.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas tugas akhir ini adalah:

1. Berapa besar tekanan operasi dan temperature sehingga pipa mengalami tegangan maksimal?
2. Berapa besar moment bending pada pipa dengan tegangan maksimum akibat tekanan operasi yang tinggi?
3. Apakah dengan tegangan yang maksimal pada pipa akan menyebabkan *buckling*?

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari tugas akhir ini adalah:

1. Mengetahui besar tekanan operasi dan temperature sehingga pipa mengalami tegangan maksimal
2. Mengetahui besar moment bending pada pipa dengan tegangan maksimum akibat tekanan internal yang tinggi
3. Mengetahui apakah tegangan maksimum akibat tekanan internal yang tinggi pada pipa akan terjadi *buckling* saat operasi

1.4 Manfaat

Manfaat yang diharapkan dari penulisan tugas akhir ini adalah untuk mendapatkan batas nilai untuk temperature dan tekanan operasi yang dapat ditanggung pada pipa agar menjadi pertimbangan saat operasi berlangsung.

1.5 Batasan Masalah

Untuk memperjelas permasalahan tugas akhir ini, maka perlu adanya ruang lingkup pengujian atau asumsi-asumsi sebagai berikut :

- a. Tegangan pada jumper diabaikan
- b. Koneksi tidak diperhitungkan
- c. Perhitungan proses *tie-in spool* diabaikan
- d. Aliran yang mengenai pipa adalah tegak lurus dengan arah pipa
- e. Aliran fluida di dalam pipa adalah *steady flow*
- f. Tegangan geser diabaikan
- g. Global *buckling* tidak diperhitungkan

- h. Fatigue pada koneksi pipa diabaikan
- i. *Pipeline design code* yang digunakan:
 - ASME 31.8, 2010: *Gas Transmission and Distribution Piping System*
 - DNV OS F 101, 2012: *Submarine Pipeline System*
 - DNV RP F 109, 2010: *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines*

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

2.1 Tinjauan Pustaka

Analisis dalam tugas akhir ini bertujuan untuk mendapatkan tegangan maksimum pada pipa saat akan terjadi *buckling* akibat tekanan internal maksimum dalam keadaan operasi. Selain dari penambahan tekanan internal, juga memperhitungkan temperature yang tinggi pada fluida. Pengecekan *local buckling* menggunakan metode pendekatan *limit state*, lebih tepatnya *Ultimate Limit State* sesuai dengan DNV OS F 101: *Submarine Subsea Pipeline*.

Sebelumnya, analisis tegangan pada sistem *tie-back* pada koneksi Iguana-Bison *Wellhead* telah dilakukan oleh Adhikara (2015) dengan hasil nilai tegangan maksimum pada *spool* dengan temperature dan tekanan saat operasi adalah 380.84 N/mm^2 dengan rasio atau UC sebesar 1.02 sebelum di mitigasi dengan *redesign* pipeline dan menggunakan *flange* yaitu *lapjoint flange*. Setelah dilakukan mitigasi di dapatkan hasil tegangan maksimum yaitu 250.80 N/mm^2 dengan rasio atau UC sebesar 0.65.

Analisis mengenai *local buckling* sudah banyak dilakukan. Salah satu diantaranya, Gong (2011), melakukan analisis pada pipa akan terjadi *buckling* yang diakibatkan adanya *combined tension*, *bending*, dan tekanan luar yang memberi beban pipa. Dengan kombinasi yang ada, membuat pipa terjadi *local buckling*. Kemudian dilakukan permodelan pipa yang terjadi *buckling* dengan *software* pendekatan *finite element method*.

Selain itu, Hidayaturrohmah (2006), menalukan analisis tekuk lateral yang terjadi pada pipa gas bawah laut. Tekanan dan temperature yang tinggi pada pipa mengakibatkan adanya tegangan aksial di sepanjang pipa. Juga, adanya interaksi tanah dan permukaan pipa yang menimbulkan gaya tahanan yang menahan gaya aksial pada pipa dan dapat menyebabkan momen tekuk secara global. Pipa tersebut beroperasi dalam keadaan dipendam, maka adanya gaya aksial dan gaya friksi dari tanah tersebut.

Pada analisis Dong *et al* (2015), *local buckling* adalah kegagalan yang mungkin terjadi pada pipa, terutama pipa dalam keadaan *freespan*. Beberapa penelitian tentang *local buckling* sudah banyak dilakukan. Salah satunya adalah *Study on Global Lateral Buckling of Imperfect Submarine Pipelines* oleh Liu (2015). Analisis *buckling* tersebut berdasarkan teori *thermal buckling* dan keandalan pipa bawah laut yang terkubur pada tanah lembung terhadap *upheaval buckling*.

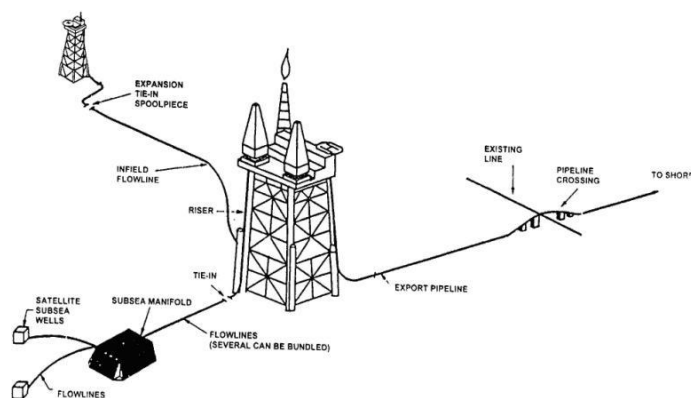
Di dalam jurnal Koto dkk (2014), menganalisis faktor-faktor yang akan mengakibatkan pipa mengalami *local buckling*. Dalam jurnal Koto (2014), menggunakan software pendekatan *finite element method* untuk mengetahui *strain* yang terjadi dengan acuan code DNV.

2.2 Dasar Teori

2.2.1 Pipa Bawah Laut

2.2.1.1 Sistem Pipa Bawah Laut

Dalam pengembangan sumber daya alam terutama hidrokarbon di lepas pantai, pipa bawah laut digunakan dengan berbagai macam tujuan. Pipa memiliki peran sebagai transportasi untuk ekspor, mengangkut hasil produksi dari suatu platform menuju pipa ekspor, pipa pengalir untuk injeksi air atau bahan kimia, dan sebagainya seperti pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Sistem Pipa Bawah Laut (Sumber: Bai, 2014)

Saat pipa beroperasi, pipa bawah laut dirancang untuk mampu menahan beban yang bekerja, yaitu beban dari dalam pipa (*internal loads*) dan beban

dari lingkungan sekitar pipa (*external loads*). Kegagalan dalam sebuah sistem pipa biasanya terjadi akibat beban yang bekerja pada pipa yang melebihi kemampuan material pipa untuk menahan beban tersebut.

2.2.1.2 Perhitungan Properties Pipa

Untuk melakukan analisis pada pipa bawah laut, perlu dilakukan perhitungan umum yang hasil tersebut digunakan untuk melakukan analisis. Berikut perhitungan yang diperhitungkan:

- a. Diameter dalam pipa

$$D_i = D_o - 2(t_{nom} + t_{int}) \quad (2.1)$$

- b. Diameter luar total pipa

$$D_t = D_o + 2t_{corr} + 2t_{cc} \quad (2.2)$$

- c. Momen Intersia Baja (I_{steel})

$$I_{steel} = \pi \frac{D_o^4 - (D_i)^4}{64} \quad (2.3)$$

- d. Momen Inersia Beton (I_{conc})

$$I_{conc} = \pi \frac{D_t^4 - (D_t - 2t_{cc})^4}{64} \quad (2.4)$$

- e. *Internal cross sectional area* (A_i)

$$A_i = \frac{\pi}{4} \cdot (D_i)^2 \quad (2.5)$$

- f. *Steel area* (A_s)

$$A_s = \frac{\pi}{4} [D_o^2 - (D_i)^2] \quad (2.6)$$

- g. Berat pipa baja

$$W_{st} = A_i \cdot \rho_{steel} \cdot g \quad (2.7)$$

- h. Berat *corrosion coating*

$$W_{cor} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{cor} \cdot g \cdot [D_o^2 - (D_o^2 + 2 \cdot t_{cor})^2] \quad (2.8)$$

- i. Berat *concrete coating*

$$W_{cc} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_{cc} \cdot g \cdot [D_o^2 - (D_o^2 + 2 \cdot t_{cc})^2] \quad (2.9)$$

- j. Berat isi pipa

$$W_{cont} = A_i \cdot \rho_{cont} \cdot g \quad (2.10)$$

- k. Berat gaya apung

$$W_{buoy} = \frac{\pi}{4} \cdot \rho_w \cdot g \cdot D_t \quad (2.11)$$

1. Berat pipa terendam

$$W_{sub} = W_{st} + W_{corr} + W_{cc} + W_{cont} - W_{buoy} \quad (2.12)$$

dengan,

D_t : diameter luar pipa (m)

D_i : diameter dalam pipa (m)

D_c : diameter luar selimut, *concrete coating* (m)

t_{cc} : tebal lapisan anti korosi (m)

t_{wc} : tebal *concrete coating* (m)

ρ_{cor} : densitas lapisan anti korosi (N/m^3)

ρ_{cc} : densitas selimut beton (N/m^3)

ρ_{cont} : densitas fluida dalam pipa (N/m^3)

2.2.2 Tie-In Spool

Tie-in spool adalah bagian yang khusus dari pipa yang telah diukur, difabrikasi, dan dipasang setelah PLEM (Pipeline End Manifold) telah diletakkan pada *seabed* (Sletteboe, 2012). *Tie-in spool* harus dapat menahan tegangan yang didapatkan dari bagian struktur pipa sebelumnya, maka *tie-in spool* perlu memenuhi beberapa kriteria. Kriteria yang terpenting adalah untuk memastikan transportasi yang aman dari hidrokarbon saat pipa mengalami ekspansi. Sambungan pipa yang kuat antara *flange* memiliki tekanan yang paling tinggi saat mengalirkan hidrokarbon. Jika tanpa *flange* yang kuat dapat berakibat kebocoran pada pipa. Maka diperlukan *flange* yang fleksibel untuk mengurangi defleksi yang terjadi akibat tekanan yang tinggi. Defleksi terjadi karena adanya bending dari berbagai konfigurasi.

Terdapat konektor di semua ujung *tie-in spool*. Jenis konektor pada *tie-in spool* memiliki 2 cara, yaitu vertikal dan horizontal. Perbedaan dari vertikal dan horizontal terletak pada konektor yang memiliki arah berdeda. *Tie-in spool* pada analisis tugas akhir ini sesuai pada Gambar 2.2.

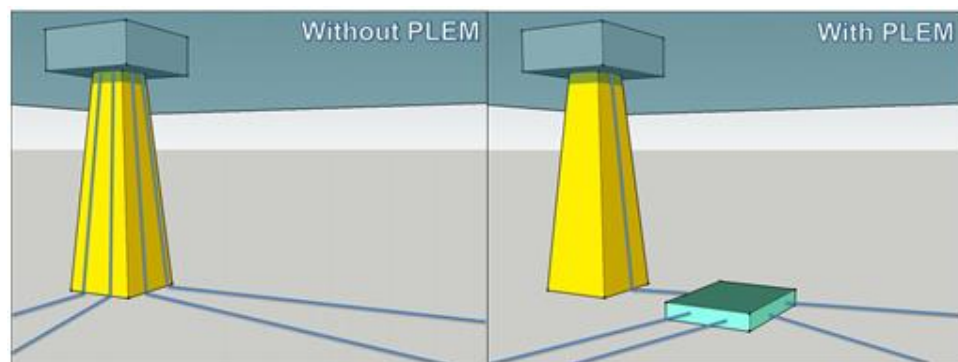


Gambar 2.2 *Tie-In Spool Horizontal* (Sumber: Sletteboe, 2012)

2.2.3 *Manifold*

Manifold subsea merupakan *interface* antara *pipeline* atau *riser*, *flowline/jumper* dan sumur. *Manifold* mempunyai fungsi mengumpulkan hasil produksi dari masing-masing sumur untuk didistribusikan ke tempat selanjutnya. *Manifold* juga mendistribusikan *chemical*, kontrol fluida, suplay elektrik dan hidrolik (Suyanto, 2008). *Manifold* digunakan untuk mengoptimasi jumlah riser pada platform, agar tidak membutuhkan jumlah riser yang banyak. Satu buah riser diperuntukkan beberapa jalur pipa.

Salah satu jenis *manifold subsea* adalah *Pipeline End Manifold* (PLEM) dan *Pipeline End Termination* (PLET). Keduanya memiliki hal yang sama namun berbeda pada jumlah pipa yang dapat dikumpulkan. PLEM dapat mengumpulkan lebih dari 2 jalur pipa dan disambungkan pada 1 buah *riser*. Sedangkan PLET hanya dapat menyambungkan 1 buah jalur pipa dengan 1 buah *riser* (Ahmad, 2011). Dapat dilihat perbedaan keduanya pada Gambar 2.3.



Gambar 2.3 Perbedaan menggunakan PLEM dan tidak (Sumber: Ahmad, 2011)

2.2.4 Jenis Koneksi pada Pipa

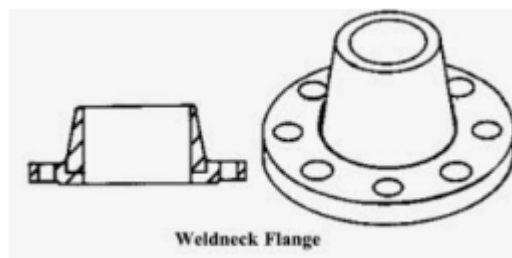
Menurut Raswari (2007), tipe sambungan pada pipa dapat dikelompokkan sebagai berikut:

1. Sambungan Langsung (*stub in*)
2. Sambungan dengan menggunakan *fittings* (alat penyambung)
3. Sambungan dengan menggunakan *flanges*

Sambungan flange adalah sambungan yang menggunakan *flange* sebagai koneksi yang menghubungkan pipa dengan pipa yang lain. *Flange* adalah mekanisme pengencangan suatu struktur pipa yang tidak permanen, dapat dibuka dan dipasang kembali dengan menggunakan baut sebagai pengencangnya. *Flange* digunakan untuk mempermudah dalam hal maintenance pipa. Berdasarkan ANSI (*American National Standards Institute*), berikut ini jenis-jenis flange:

1. *Flange Tipe Weldneck*

Weldneck Flange menggunakan penyambungan antar flange menggunakan las. *Weldneck Flange* bersifat mudah untuk disambungkan dengan pipa. Juga dapat digunakan untuk pipa bertekanan tinggi dan temperature baik rendah atau tinggi, seperti pada Gambar 2.4.

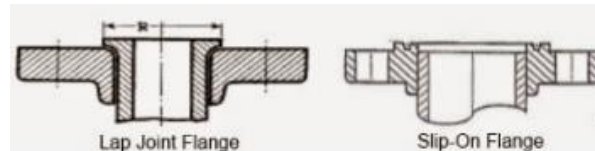


Gambar 2.4 *Weldneck Flange* (Sumber: ANSI)

2. *Flange Tipe Slip-on dan Lap Joint*

Flange dengan tipe *Slip-on* dan *Lap Joint* memiliki persamaan yaitu menyambungkan pipa dengan cara memasukkan pipa utama ke dalam *flange*. Perbedaannya terdapat pada tipe *Slip-On* pipa tidak keluar dari *flange* dan tipe *Lap Joint* ada bagian pipa yang keluar dari *flange* dan sisi samping *flange* berbentuk radial.

Untuk *flange* tipe *Lap Joint* adalah jenis *flange* yang secara structural pipa tidak permanen. Dikarenakan pipa untuk tipe *flange* ini tidak menggunakan las untuk penyambungannya, melainkan menggunakan puntir tanpa memikirkan posisi baut. Jenis *flange* ini tidak dapat digunakan pada pipa untuk bertekanan tinggi. Dapat dilihat perbedaannya seperti pada Gambar 2.5.



Gambar 2.5 Lap Joint Flange dan Slip-On Flange (Sumber: ANSI)

3. *Flange* Tipe *Threaded* (Ulir)

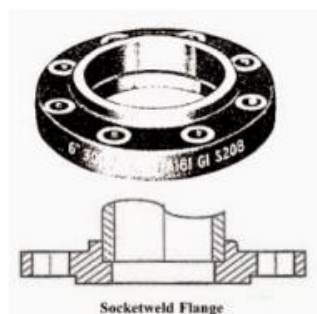
Jenis *flange* tipe *Threaded* memiliki tipe penyambungan menggunakan ulir. Biasanya digunakan untuk system yang sangat rawan kebakaran. Juga memiliki harga yang relatif murah disbanding tipe *flange* yang lain. Diilustrasikan pada Gambar 2.6.



Gambar 2.6 *Flange Threaded* (Sumber: ANSI)

4. *Flange* Tipe Soket

Flange dengan tipe Soket serupa dengan tipe *Slip-On*, namun pada sisi terluar *flange* tipe Soket terdapat *support* yang menyebabkan pipa yang dimasukkan ke dalam *flange* dan tidak tembus. Seperti ilustrasi pada Gambar 2.7.



Gambar 2.7 *Socketweld Flange* (Sumber: ANSI)

5. *Reducing Flange*

Reducing Flange memiliki fungsi untuk menggabungkan pipa dengan diameter yang berbeda.

6. *Blind Flange*

Blind Flange adalah jenis flange yang berfungsi untuk menutup aliran fluida. Bentuk dari *Blind Flange* rata.

Ada beberapa hal yang diperhitungkan dalam hal menentukan jenis flange yang akan digunakan, antara lain:

- *Bolt Preload*

Pemberian *preload* pada baut untuk memberikan pengencangan awal pada sambungan *flange*. *Preload* disini adalah baut menerima tarikan awal dan *flange* menerima tekanan awal. Besarnya beban awal tersebut harus dapat menahan beban-beban yang bekerja pada flange agar tidak terjadi kebocoran dan tidak diijinkan melebihi kekuatan yield baut. Untuk sambungan yang mengalami hidrostatik (1.5 kali tekanan desain) maka tegangan awal baut akibat *preload* melebihi desain yang diijinkan.

- Tekanan

Tekanan internal pada pipa akan mengakibatkan tambahan pada yielding yang terjadi pada baut yang mengakibatkan kebocoran jika margin antara tegangan insial *preload* dan kekuatan yield bahan material tidak cukup. Sedangkan tekanan eksternal merupakan kombniasi dari gaya akibat momen bending eksternal dan beban pada baut itu sendiri yang memberikan deformasi plastis pada beberapa gasket sehingga menyebabkan hilangnya tekanan gasket jika tekanan sambungan dihilangkan (*depressurized*)

- Temperatur

Tingginya temperatur menyebabkan berkurangnya tekanan pada *flange*. Pada temperatur yang tinggi, nilai tegangan desain dikendalikan oleh laju creep. Jika koefisien muai antara *flange* dan baut berbeda dikarenakan materialnya berbeda, maka akan timbul kebocoran karena bertambahnya beban pada baut. Pengencangan ulang baut mungkin diperlukan, namun perancangan berulang-ulang dapat membuat sambungan berkurang kekuatannya.

Kebocoran *flange* dapat menimbulkan masalah seperti halnya pipa mengalami kebocoran. Salah satu penyebab utama dari kebocoran *flange* yang pernah terjadi adalah *alignment*/pertemuan yang tidak rapih. Baut pada flange memiliki 2 metode untuk pengencangannya yaitu, *seunital/round-round* atau *cross-over/crisis-cross*. Pada kedua metode memiliki persamaan yaitu diawali dengan mengencangkan nut dengan tangan pada awal proses pemasangan. Metode *cross-over* memiliki kelebihan yaitu pengencangan ada satu baut yang diikuti oleh baut pada sisi sebrang, kemudian dilanjutkan pada baut disisi 90⁰ dan seterusnya.

2.2.5 Gelombang dan Arus

2.2.5.1 Gelombang

Gelombang laut merupakan gelombang acak. Namun, sekelompok data gelombang acak dapat dibentuk menjadi gelombang regular yang dijelaskan dengan teori deterministik. Pada Mouselli (1981), menyatakan bahwa teori gelombang yang akan digunakan dalam perancangan dapat ditentukan dengan menggunakan rumus berikut:

$$\left[\frac{H}{gT^2} \right] \text{ dan } \left[\frac{d}{gT^2} \right] \quad (2.13)$$

dengan,

- H : tinggi gelombang (m)
- T : periode gelombang (s)
- d : kedalaman perairan (m)
- g : gravitasi (m/s²)

Dengan mengetahui panjang gelombang pada perairan dalam, maka dapat dihitung panjang gelombang untuk perairan dengan kedalaman yang lain. Hasil dari perhitungan persamaan 2.12 kemudian disesuaikan dengan grafik *Region of Validity of Wave Theories*. Sehingga dapat diketahui teroi gelombang yang akan digunakan. Berikut grafik *Region of Validity of Wave Theories* pada Gambar 2.8:

$$\gamma = \begin{cases} 5 & \text{jika } \phi \leq 3.6 \\ \exp(5.75 - 1.15\phi) & \text{jika } 3.6 \leq \phi \leq 5 \\ 1 & \text{jika } \phi \geq 5 \end{cases} \quad \phi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \quad (2.16)$$

Spektra kecepatan gelombang pada dasar laut $S_{uu}(\omega)$ ditentukan dengan transformasi gelombang pada permukaan menggunakan:

$$S_{UU}(\omega) = G^2(\omega) \cdot S_{\eta\eta}(\omega) \quad (2.17)$$

Fungsi transfer G mentransformasi elevasi permukaan laut menjadi kecepatan gelombang pada dasar laut diberikan dengan:

$$G(\omega) = \frac{\omega}{\sinh(k \cdot d)} \quad \text{dengan, } \frac{\omega^2}{g} = k \cdot \tanh(k \cdot d) \quad (2.18)$$

Momen spectra pada orde n didefinisikan dengan:

$$M_n = \int_0^\infty \omega^{-n} \cdot S_{UU}(\omega) d\omega \quad (2.19)$$

Kecepatan aliran signifikan pada pipa adalah:

$$U_s = 2\sqrt{M_0} \quad (2.20)$$

Tidak direkomendasikan untuk mempertimbangkan efek *boundary layer* pada kecepatan gelombang. *Mean zero up-crossing period* dari osilasi aliran pada pipa adalah:

$$T_u = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}} \quad (2.21)$$

Rasio antara kecepatan osilasi amplitud ekstrim dan kecepatan yang didapatkan dari spectra pada osilasi (τ) adalah

$$k_u = \frac{U^*}{U_s} = \frac{1}{2} \cdot \left(\sqrt{2 \cdot \ln \tau} + \frac{0.5772}{\sqrt{2 \cdot \ln \tau}} \right) \quad (2.22)$$

dengan,

$$\tau = \frac{T}{T_u}$$

Rasio antara periode osilasi kecepatan ekstrim dan *average zero up-crossing period* (keduanya berada pada dasar laut) adalah:

$$k_T = \frac{T^*}{T_u} = \begin{cases} k_T - 5(k_T - 1) \frac{T_n}{T_u} & \text{untuk } \frac{T_n}{T_u} \leq 0.2 \\ 1 & \text{untuk } \frac{T_n}{T_u} > 0.2 \end{cases} \quad (2.23)$$

dimana,

$$\begin{aligned} &1.25 \text{ for } \gamma = 1.0 \\ k_T &= 1.21 \text{ for } \gamma = 3.3 \\ &1.17 \text{ for } \gamma = 5.0 \end{aligned}$$

Untuk ukuran gelombang dijelaskan dengan *Keulegan-Carpenter number* (K). Partikel air bergerak dengan lintasan berbentuk elips, nilai K menunjukkan perbandingan besar elips dibandingkan dengan diameter pipa. Berikut persamaan untuk nilai K:

$$K = \frac{U_s \cdot T_u}{D} \quad (2.24)$$

2.2.5.2 Arus

Arus ditentukan dari analisis statistic data yang direkam dan simulasi model numerik. Arus *steady* pada pipa mempunyai keterkaitan dengan:

- Angin
- Pasang Surut
- Gelombang akibat badai
- Densitas

Untuk kecepatan arus rata-rata yang melewati pipa dapat menggunakan persamaan berikut:

$$V_c = V_c(z_r) \cdot \left(\frac{\left(1 + \frac{z_0}{D}\right) \ln\left(\frac{D}{z_0} + 1\right) - 1}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0} + 1\right)} \right) \cdot \sin\theta_c \quad (2.25)$$

Arah kecepatan arus diperhitungkan melalui θ_c yang merupakan sudut antara kecepatan arus dan sumbu pipa. Jika tidak ada informasi yang tersedia mengenai θ_c , maka arus diasumsikan bekerja tegak lurus dengan pipa. Dikarenakan hasil terbesar adalah 90° dengan pipa dibandingkan dengan sudut yang lain.

Kecepatan arus dapat tereduksi karena efek dasar laut dan arah arus. Kecepatan arus yang tereduksi dijelaskan dengan persamaan berikut:

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{\ln(z + z_0)}{\ln(z_r + z_0)} \right) \cdot \sin\theta_c \quad (2.26)$$

Untuk parameter kekerasan tanah terdapat pada Tabel 3-1 pada DNV RP F109:

Tabel 2.1 Kekasaran dasar laut (DNV RP F109)

Table 3-1 Seabed roughness		
<i>Seabed</i>	<i>Grain size d_{50} [mm]</i>	<i>Roughness z_0 [m]</i>
Silt and clay	0.0625	$\approx 5 \cdot 10^{-6}$
Fine sand	0.25	$\approx 1 \cdot 10^{-5}$
Medium sand	0.5	$\approx 4 \cdot 10^{-5}$
Coarse sand	1.0	$\approx 1 \cdot 10^{-4}$
Gravel	4.0	$\approx 3 \cdot 10^{-4}$
Pebble	25	$\approx 2 \cdot 10^{-3}$
Cobble	125	$\approx 1 \cdot 10^{-2}$
Boulder	500	$\approx 4 \cdot 10^{-2}$

2.2.6 Beban Lingkungan

Beban lingkungan yang terjadi pada pipa adalah beban hidrodinamik dan juga kondisi tanah pada pipa.

- a. Berikut ini gaya-gaya hidrodinamis yang bekerja pada struktur pipa:
 - Gaya *Drag*

Gaya Drag dipengaruhi oleh gelombang dan arus laut. Gaya *drag* menghasilkan tekanan yang tinggi di depan pipa dan tekanan yang rendah di belakang pipa. Namun, gelombang juga menimbulkan pusaran air di belakang pipa yang mempengaruhi besarnya gaya *drag*.

- Gaya Inersia

Gaya inersia adalah gaya yang terjadi pada struktur pipa akibat perpindahan masa air yang disebabkan oleh lokasi pipa. Gelombang menghasilkan beban siklis melalui partikel air. Beban siklis akan mengurangi atau bahkan menambah kecepatan air. Pipa akan memberikan gaya sebagai reaksi dari perubahan kecepatan partikel air pada pipa.

- Gaya Angkat

Gaya hidrodinamik dalam arah vertikal, gaya ini terjadi apabila terdapat konsentrasi *streamline* pada pipa. Konsentrasi *streamline* terjadi di atas silinder pipa yang mengakibatkan gaya angkat ke atas.

Jika terjadi celah sempit antara silinder dan *seabed*, konsentrasi *streamline* di bawah silinder dan *seabed*, konsentrasi *streamline* di bawah silinder pipa akan mengakibatkan gaya angkat negated ke arah bawah.

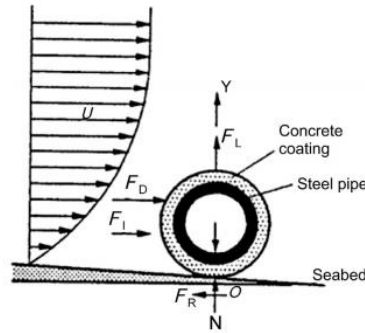
Berdasarkan DNV untuk koefisien gaya *drag*, gaya inersia, dan gaya angkat pada perhitungan gaya hidrodinamsi digantikan dengan koefisien beban vertikal dan horizontal berdasarkan hasil perhitungan dengan perhitungan gelombang dan arus. Gaya hidrodinamis diilustrasikan pada Gambar 2.9. Berikut ini persamaan untuk gaya hidrodinamis horizontal dan vertikal sesuai dengan DNV:

- Gaya Hidrodinamis Horizontal

$$F_Y^* = r_{tot,y} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_Y^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (2.27)$$

- Gaya Hidrodinamis Vertikal

$$F_Z^* = r_{tot,z} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D \cdot C_Z^* \cdot (U^* + V^*)^2 \quad (2.28)$$



Gambar 2.9 Gaya Hidrodinamik Pipa Bawah Laut (Sumber: Mousselli, 1981)

b. Reduksi Beban akibat Interaksi Pipa-Tanah

Beban hidrodinamis dapat terekduksi karena:

- *Permeable seabed* ($r_{perm,i}$)
- Penetrasi pipa ke dalam tanah ($r_{pen,i}$)
- *Trenching* ($r_{trench,i}$)

Simbol “i” yang bernilai y untuk beban horizontal dan z untuk beban vertikal.

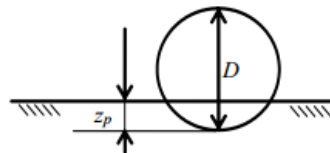
- Reduksi beban akibat *permeable seabed*

Permeable seabed mengakibatkan aliran dapat melalui bagian bawah pipa sehingga mengurangi beban vertikal atau gaya angkat. Jika beban hidrodinamis vertikal yang digunakan dalam analisis adalah berdasarkan koefisien beban yang diturunkan dari asumsi *non-permeable seabed*, reduksi beban adalah 0.7

- Reduksi beban akibat penetrasi

Terihat pada Gambar 2.10 mengenai reduksi beban akibat penetraasi. Faktor reduksi beban akibat penetrasi pada arah horizontal dan vertikal adalah

$$r_{pen,y} = 1.0 - 1.4 \cdot \frac{z_p}{D} \geq 0.3 \quad (2.29)$$



Gambar 2.10 Ilustrasi Penetrasi (Sumber: DNV RP F109, 2002)

c. Ketahanan Tanah

Untuk menghindari perpindahan latera yang tidak diijinkan, tanah harus memiliki tahanan yang cukup untuk mengimbangi beban hidrodinamis. Verley dan Sotberg (1992) telah melakukan penelitian mengenai ketahanan tanah, lebih tepatnya mengembangkan permodelan interaksi pipa dengan tanah. Hasilnya, tahanan tanah merupakan penjumlahan dari *Coulumb friction* dan tahanan pasif tanah. Untuk tahanan horizontal tanah menggunakan persamaan berikut:

$$R = (W_s - F_L) \cdot \mu \quad (2.30)$$

dengan,

μ : koefisien gesekan (0.6 untuk pasir; 0.2 untuk lempung; 0.6 untuk batu)

Tahanan pasif tanah terdiri dari 4 daerah yang berbeda:

1. Daerah elastis dimana perpindahan lateral terjadi kurang dari 2 persen diameter pipa
2. Daerah dimana perpindahan terjadi secara signifikan sampai dengan setengah diameter pipa pada tanah berpasir dan lempung yang menyebabkan meningkatnya penetrasi dan tahanan pasif tanah
3. Daerah setelah *break out* dimana penetrasi dan tahanan pasif tanah akan berkurang
4. Ketika perpindahan melebihi 1 kali diameter, tahanan pasif, dan penetrasi diasumsikan konstan

Persamaan untuk menghitung tahanan pasif pada tanah lempung adalah

$$\frac{F_R}{F_c} = \frac{4.1 \cdot K_c}{G_c^{0.3}} \cdot \left(\frac{Z_p}{D} \right)^{1.31} \quad (2.31)$$

dimana,

$$G_c = \frac{S_u}{Dt \cdot \gamma_s} \text{ dan } K_c = \frac{S_u \cdot Dt}{W_s - F_z} \quad (2.32)$$

Penetrasi total merupakan penjumlahan dari penetrasi awal dan penetrasi akibat perpindahan pipa:

$$Z_p = Z_{pi} + Z_{pm} \quad (2.33)$$

Dimana untuk perhitungan penetrasi awal pada tanah lempung adalah

$$\frac{Z_{pi}}{D} = 0.0071 \cdot \left(\frac{G_c^{0.3}}{K_c} \right)^{3.2} + 0.062 \cdot \left(\frac{G_c^{0.3}}{K_c} \right)^{3.2} \quad (2.34)$$

2.2.7 Tegangan pada Pipa

Untuk dapat diketahui sebuah sistem perpipaan akan berjalan dengan aman saat operasi perlu dilakukannya analisis tegangan pipa, dimana hasil

koreksi ini akan divalidasi terhadap aturan-aturan yang ada dalam code desain pipa yang digunakan. Setelah dilakukannya analisis tegangan pipa, kemudian dilakukan perhitungan *limit state* sesuai dengan DNV RP F 101.

Pada menganalisis tegangan pada sistem perpipaan, pipa mengalami beberapa beban. Berikut ini beberapa beban pada system perpipaan saat operasi, yaitu:

1. Beban Sustain (*Sustain Load*)

Beban sustain merupakan beban yang dialami oleh instalasi sistem pipa secara terus menerus. Beban ini merupakan kombinasi beban yang diakibatkan oleh tekanan internal fluida atau gas yang dialirkan dan beban berat. Beban berat terdiri dari:

- a. *Live load*, yaitu berat fluida atau gas yang mengalir melalui *pipeline*
- b. *Dead load*, yaitu berat pipa secara keseluruhan itu sendiri termasuk komponen-komponen permanen yang dipasang pada *pipeline*.

2. Beban Occasional (*Occasional Load*)

Beban occasional merupakan beban dinamik yang bekerja pada sistem pipa seperti beban angin dan beban gempa yang terjadi di tempat pemasangan *pipeline*

3. Beban ekspansi termal (*Thermal Expansion Load*)

Beban ekspansi thermal terjadi akibat perbedaan temperatur fluida yang dialirkan dengan temperatur dinding pipa.

2.2.7.1 Longitudinal Stress

Tegangan longitudinal adalah tegangan yang bekerja searah sumbu pipa. Tegangan longitudinal terdiri dari tegangan aksial, tegangan bending, dan tegangan longitudinal tekan (Chamsudi, 2005). Berikut uraian macam-macam tegangan longitudinal antara lain:

- a. Tegangan aksial adalah tegangan yang ditimbulkan oleh gaya aksial yang bekerja searah dengan sumbu pipa
- b. Tegangan tekuk adalah tegangan yang ditimbulkan oleh momen M yang bekerja diujung-ujung pipa.

- c. Tegangan longitudinal tekan adalah tegangan yang ditimbulkan oleh gaya tekan internal P yang bekerja pada dinding pipa searah sumbu pipa.

Untuk perhitungan kombinasi dari *longitudinal stress* pada Bai (2000) adalah

$$\sigma_L = \sigma_B + \sigma_{ep} + \sigma_T + \sigma_P \quad (2.35)$$

dengan,

σ_B : bending stress

σ_{ep} : end cap effect stress

σ_T : thermal stress

σ_P : poisson stress

2.2.7.2 Hoop Stress

Tegangan tangensial ditimbulkan oleh tekanan internal yang bekerja secara tangensial dan besarnya bervariasi tergantung pada tebal dinding pipa. Tegangan ini secara statis dapat ditentukan besarnya, sehingga besar nilai *hoop stress* tidak melampaui tegangan plastis dari struktur pipa yang dapat menyebabkan kegagalan pada pipa. Pipa mendapatkan tekanan dari dalam yaitu fluida yang dialirkan dan tekanan luar yaitu tekanan hidrostatik.

$$\sigma_H = (P_i - P_e) \frac{D_o - t}{2 \cdot t} \quad (2.36)$$

dengan,

P_i : tekanan internal (Pa)

P_e : tekanan eksternal (Pa)

D_o : diameter luar pipa (m)

t : tebal dinding pipa (m)

2.2.7.3 Thermal Stress

Thermal Stress adalah tegangan yang terjadi akibat adanya pemuaian pada pipa. Hal ini harus mengetahui profil dari pipa dikarenakan jika tegangan melebihi batasnya, dapat terjadi retakan.

$$\sigma_T = E \cdot \alpha_e \cdot \Delta T \quad (2.37)$$

dengan,

E : modulus Young dari steel (Pa)

α_e : koefisien temperature expansion ($^{\circ}\text{C}$)

ΔT : perbedaan temperature saat operasi dan intalasi ($^{\circ}\text{C}$)

2.2.7.4 EndCap Effect Stress

End cap effect stress diakibatkan oleh tegangan fluida di dalam pipa pada ujung pipa yang tertutup dan berpengaruh terhadap bending yang akan terjadi pada pipa.

$$\sigma_{ep} = \frac{\sigma_H}{2} \quad (2.38)$$

dengan,

σ_H : tegangan hoop

2.2.7.5 Poisson Stress

Tegangan poisson diakibatkan adanya tegangan sisa pada saat fabrikasi pipa, sehingga menyebabkan pipa harus kembali ke keadaan semula dan mengakibatkan kontraksi pada dinding pipa.

$$\sigma_p = \nu r \cdot \sigma_H \quad (2.39)$$

dengan,

σ_H : tegangan hoop

νr : poisson ratio

2.2.7.6 Bending Stress

Tegangan tekuk diakibatkan adanya momen tekuk yang dialami pada struktur tersebut. Berikut persamaan untuk maximum bending stress:

$$\sigma_B = \frac{M_B \cdot Dtcc}{2 \cdot I} \quad (2.40)$$

dengan,

$Dtcc$: tebal dinding dengan coating

2.2.7.7 Equivalent Stress

Equivalent stress atau *combined stress* merupakan jumlah dari seluruh komponen tegangan yang terjadi pada pipa. *Equivalent stress* disebut juga dengan tegangan von mises

$$\sigma_E = \sqrt{\sigma_H^2 + \sigma_L^2 - \sigma_H \cdot \sigma_L + 3 \cdot \tau_x^2} \quad (2.41)$$

Untuk tegangan geser tangensial (τ_x) diabaikan dalam perhitungan tegangan von mises.

2.2.7.8 Kriteria Allowable Stress Design (ASD)

Sesuai dengan terdapat pada Bai (2014), untuk kriteria design pada ASME B31.8, pipa bawah laut dapat dikatakan aman apabila tegangan-tegangan memenuhi kriteria sebagai berikut:

a. *Hoop Stress*

$$\sigma_H \leq F_1 \cdot SMYS \cdot T \quad (2.42)$$

b. *Longitudinal Stress*

$$\sigma_L \leq F_2 \cdot SMYS \quad (2.43)$$

c. *Equivalent Stress*

$$\sigma_E \leq F_3 \cdot SMYS \quad (2.44)$$

dengan,

F : *design factor* untuk *offshore pipeline* (ASME B31.8, Table A842.22)

T : *temperature derating factor* (ASME B31.8, Table A841.116A)

SMYS : *yield strength*

2.2.8 Analisis Buckling

2.2.8.1 Limit State

Tercantum pada DNV OS F 101 untuk menghitung integritas pipa bawah laut terdapat pendekatan dengan metode *limit state* atau moda kegagalan. *Limit state* adalah kondisi dimana suatu struktur, secara teori dan hasil perhitungan, dapat menahan beban-beban yang akan diberikan. Berikut uraian dari 4 *limit state*:

- *Servicability Limit States* (SLS): pipa harus dapat beroperasi sesuai dengan fungsinya
- *Ultimate Limit States* (ULS): pipa harus tetap dapat operasi dalam keadaan beban maksimum
- *Accidental Limit States* (ALS): memperhitungkan pipa dapat operasi walau diakibatkan oleh *accidental loads*
- *Fatigue Limit States* (FLS): merupakan akumulasi retak yang terjadi pada pipa akibat beban siklis

Dalam analisis tugas ini menggunakan *Ultimate Limit State* (ULS), dimana ULS memiliki batasan yang berkaitan dengan pengaruh beban atau dengan situasi *overload* (Bai, 2014). Penggunaan metode ULS memperhitungkan beberapa kekuatan pipa yaitu:

- Bursting*
- Local Buckling*

Local buckling adalah perubahan penampang melintang yang terjadi pada bagian sepanjang jalur pipa. Hal ini akan mengakibatkan pada deformasi dari bagian melintang pipa.

2.2.8.2 Pressure Containment

Pressure containment merupakan syarat kekuatan pipa dalam hal menahan tekanan internal yang terjadi akibat fluida yang bergerak di dalam pipa. Berikut ini persamaan untuk kekuatan pipa terhadap *pressure containment*:

$$P_u - P_e \leq \frac{P_b(t)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} \quad (2.45)$$

dengan,

$$P_u = P_d \cdot \gamma_{mc} + \rho_{cont} \cdot g \cdot h \quad (2.46)$$

$$P_b(t) = \frac{2 \cdot t}{D - t} \cdot f_{cb} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}} \quad (2.47)$$

$$f_{cb} = \min \left[f_y; \frac{f_u}{1.15} \right] \quad (2.48)$$

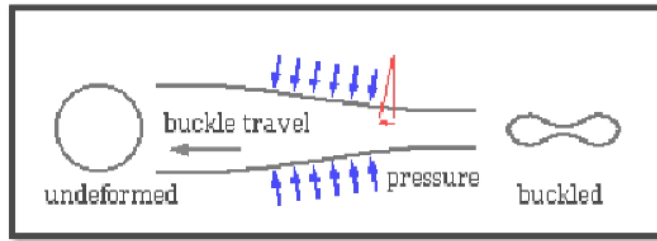
dengan,

P_u : tekanan local incidental (Pa)

P_d	: tekanan desain (Pa)
γ_m	: <i>incidental to design pressure ratio</i>
ρ_{cont}	: <i>contents density</i> (N/m ³)
h	: jarak antara titik referensi dengan permukaan air laut (m)
$P_b(t)$: <i>pressure containment</i> (Pa)
f_{cb}	: nilai terkecil dari f_u dan f_y
f_u	: <i>characteristic ultimate strength</i> (Pa)

2.2.8.3 Propagation Buckling

Propagation buckling dapat digambarkan sebagai suatu situasi dimana terjadi deformasi pada seluruh bagian pipa. Perambatan ini tidak dapat dimulai namun menjalar kebagian lain jika tekanan eksternal berada dibawah tekanan propagasi (P_{pr}). Seperti pada Gambar 2.11.



Gambar 2.11 Propagation Buckling (Sumber: Halliwell, 1986)

Berikut ini persamaan untuk tekanan *propagation buckling*:

$$P_{pr} = 35 \cdot f_y \cdot a_{fab} \cdot \left(\frac{t}{D_o} \right)^{2.5} \quad (2.49)$$

Kriteria terhadap *propagation buckling* menggunakan persamaan berikut:

$$P_u - P_{min} \leq \frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{sc}} \quad (2.50)$$

2.2.8.4 Combined Loading Criteria

Kriteria ini untuk mengetahui kekuatan dari pipa bawah laut terhadap semua gaya dan tekanan yang terjadi pada pipa. Gaya yang terjadi pada pipa adalah kombinasi pembebanan terhadap *design bending moment*, *design effective axial force*, tekanan eksternal dan internal, tekanan

pada *pressure containment*, tekanan *collapse*, dan tahanan gaya terhadap aksial plastis. Berdasarkan standar DNV OS F 101, terdapat 2 kondisi yaitu:

- Load Controlled Condition (LCC)

Kondisi saat respon pipa secara dominan dipengaruhi oleh beban

- Displacement Controlled Condition (DCC)

Kondisi saat respon struktur secara dominan dipengaruhi oleh perpindahan

Dalam analisis ini, memperhitungkan dengan kondisi *Load Controlled Condition* (LCC). Untuk LCC perhitungan dibagi 2 yaitu:

1. Internal Overpressure

Pada kondisi ini, pipa mengalami *bending moment*, *effective axial force*, dan *internal overpressure*. Tekanan ini dipengaruhi oleh tekanan fluida dalam pipa (*pressure containment*). Kriteria ini harus memenuhi persamaan berikut:

$$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}(p_i)}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{p_i - p_e}{\alpha_c \cdot p_b(t_2)} \right)^2 \leq 1 \quad (2.51)$$

dengan:

M_{sd} : design bending moment (Nm)

α_c : flow stress parameter

$$: (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y} \quad (2.52)$$

β : combined loading criteria factor

$$: \frac{60 - \frac{Do}{t}}{90} \quad (2.53)$$

$M_p(t_2)$: tahanan momen plastis (Nm)

$$: f_y \cdot (Do - t)^2 \cdot t \quad (2.54)$$

$S_{sd}(p_i)$: gaya aksial efektif desain (N)

$S_p(t_2)$: karakteristik tahanan gaya aksial plastis (N)

$$: f_y \cdot \pi \cdot (Do - t)^2 \cdot t \quad (2.55)$$

α_p : faktor tekanan untuk *combined loading criteria*

$$\begin{aligned}
& : (1 - \beta) \quad , \frac{P_i - P_e}{P_b} < \frac{2}{3} \\
& : 1 - 3\beta \left(1 - \frac{P_i - P_e}{P_b}\right) \quad , \frac{P_i - P_e}{P_b} \geq \frac{2}{3}
\end{aligned} \tag{2.56}$$

2. External Overpressure

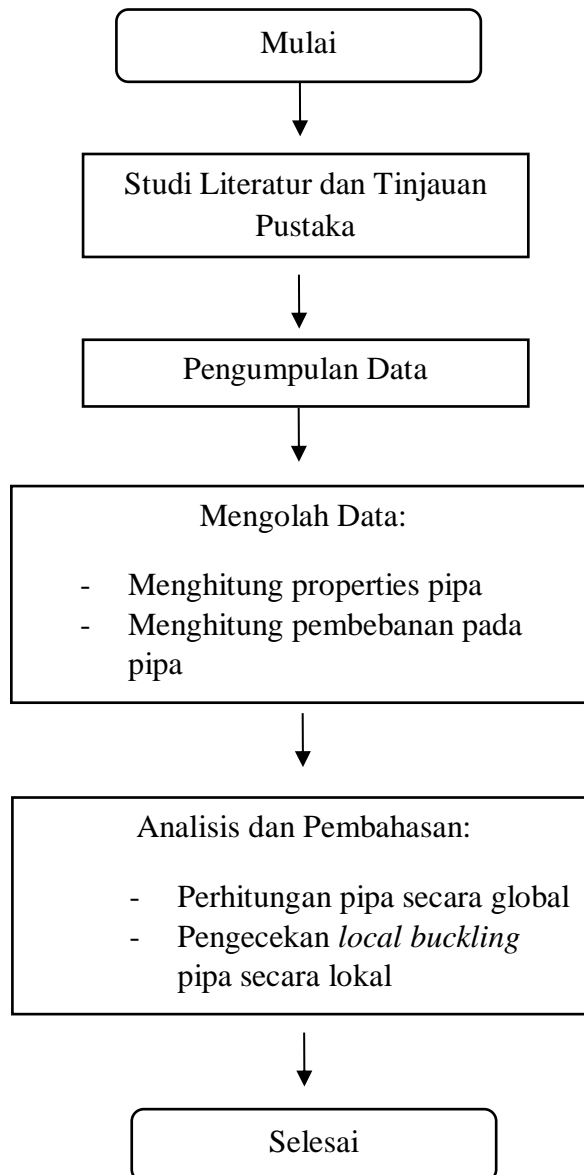
Pada kondisi ini, pipa mengalami *bending moment*, *effective axial force*, dan *external overpressure*. Tekanan ini dipengaruhi oleh tekanan eskternal terhadap pipa dalam kondisi tekanan *collapse*. Kriteria ini harus memenuhi persamaan berikut:

$$\begin{aligned}
& \left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{|M_{sd}|}{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{P_e - P_{min}}{p_c(t_2)} \right)^2 \leq 1 \\
& 15 \leq D/t_2 \leq 45, \quad P_i < P_e, \quad |S_{sd}|/S_p < 0.4
\end{aligned} \tag{2.57}$$

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

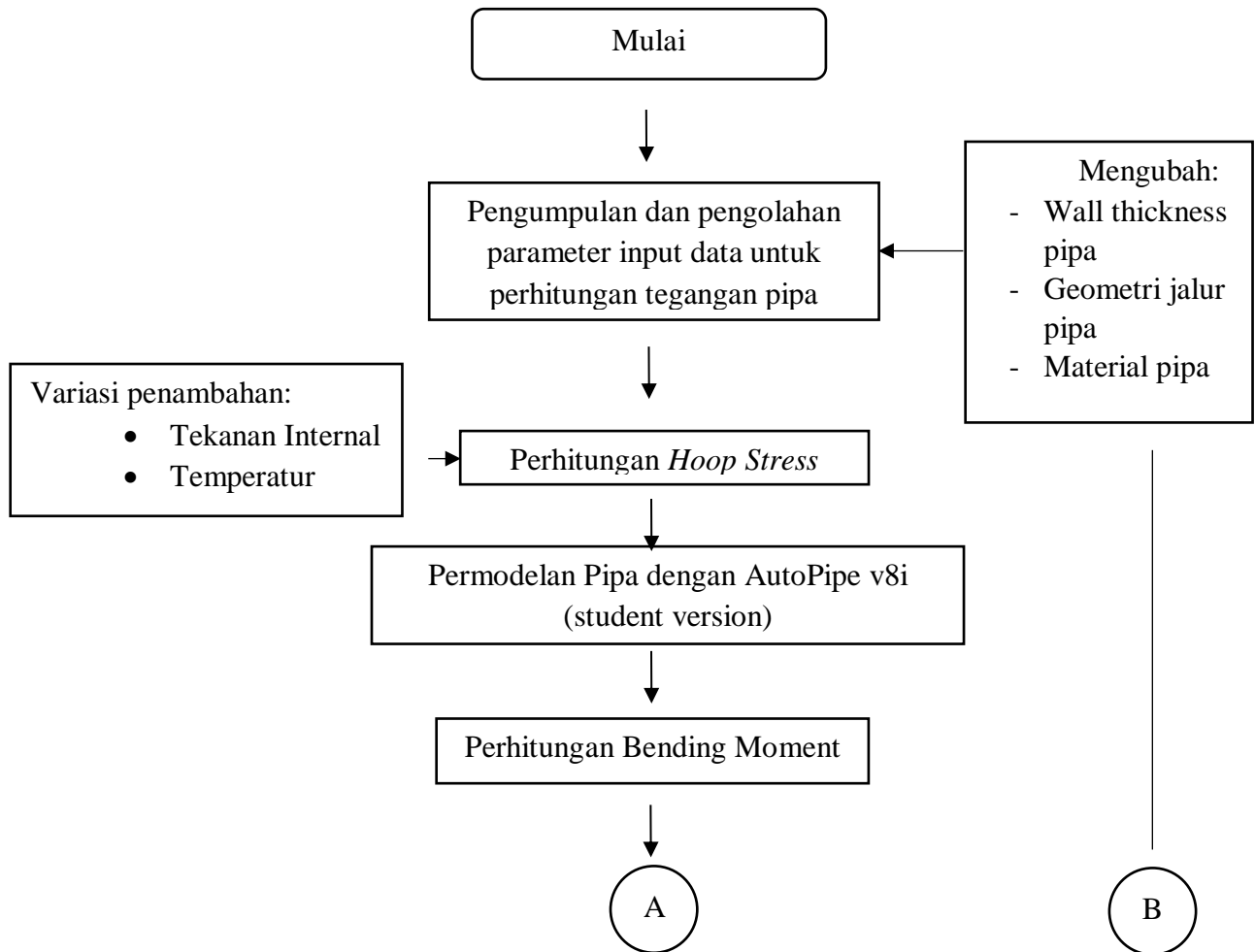
Penjelasan mengenai tugas akhir dapat dilihat pada Gambar 3.1:



Gambar 3.1 *Flowchart* Pengerjaan Tugas Akhir

3.1.1 Metodologi Penelitian Untuk Global Analisis

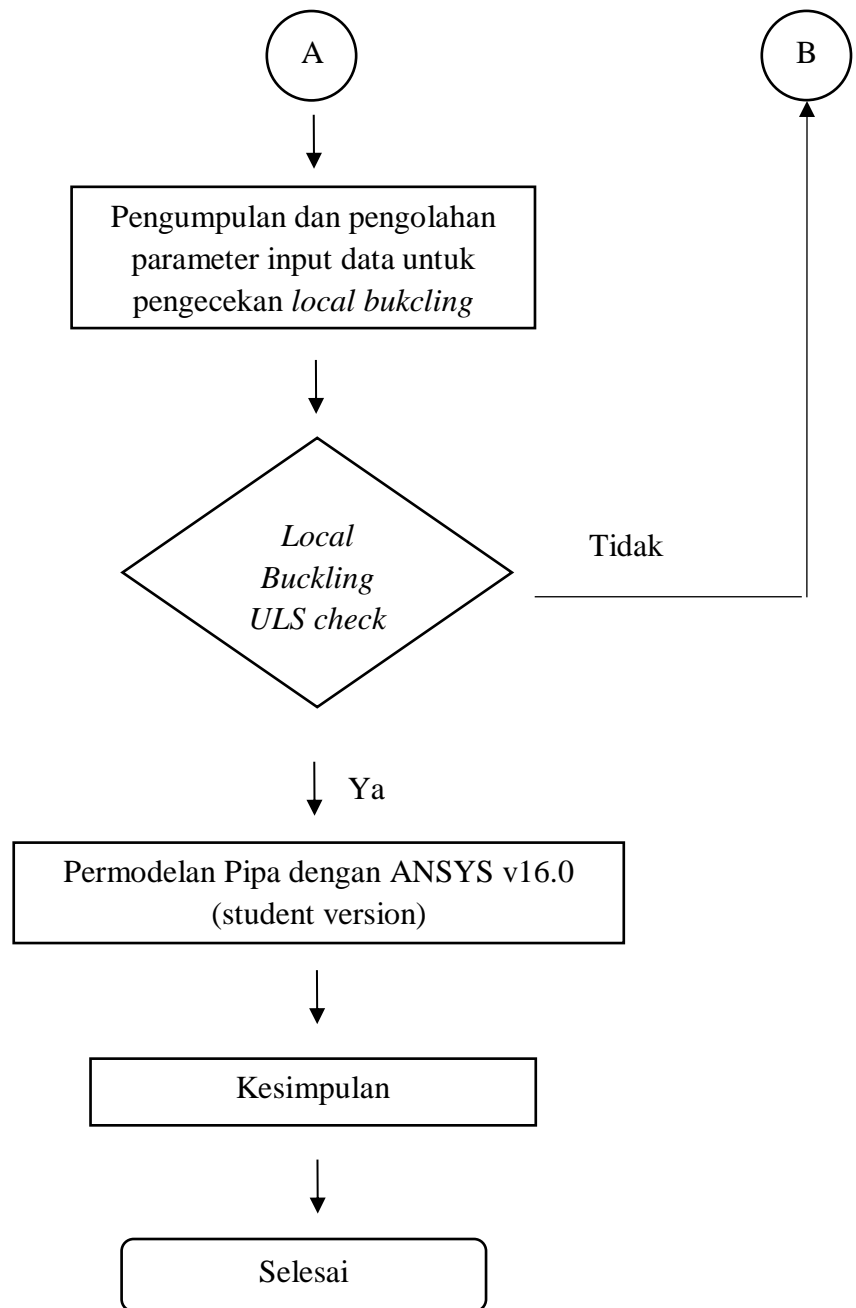
Penjelasan mengenai tugas akhir dapat dilihat pada Gambar 3.2:



Gambar 3.2 *Flowchart* Pengerjaan Global Analisis

3.1.2 Metodologi Penelitian Untuk Lokal Analisis

Penjelasan mengenai tugas akhir dapat dilihat pada Gambar 3.3:



Gambar 3.3 *Flowchart* Pengerjaan Lokal Analisis

3.2 Prosedur Penelitian

Berdasarkan diagram alir penelitian, adapun prosedur penelitian dan langkah-langkah penelitian dalam mencapai tujuan Tugas Akhir ini diuraikan sebagai berikut:

1. Studi Literatur dan Tinjauan Pustaka

Studi dan pengumpulan literatur sebagai bahan-bahan referensi dan sumber teori-teori yang diperlukan dalam penyelesaian Tugas Akhir kali ini. Juga mempelajari software yaitu AutoPipe v8i dan ANSYS V16.0 yang keduanya merupakan student version, guna keperluan analisa dari permodelan struktur.

2. Pengumpulan Data

Data yang diperlukan terdiri dari:

- a. Data Material Pipa
- b. Data Coating Pipa
- c. Data Operasional Pipa
- d. Data Lingkungan

3. Mengolah Data

Setelah mengumpulkan data, dilakukan pengolahan. Yaitu menghitung properties pipa dan menghitung pembebanan pada pipa. Perhitungan ini dilakukan sebagai bahan perhitungan untuk analisis pada tugas akhir ini.

4. Perhitungan Tegangan pada Pipa

Perhitungan tegangan pada pipa adalah tahap awal pada analisis global. Perhitungan dilakukan pada salah satu tegangan pipa yaitu *hoop stress*, dengan penambahan tekanan operasional dan temperatur maksimal saat pipa keadaan operasi. Perhitungan dilakukan hingga *hoop stress* pipa melewati batas tegangan ijin. Menghitung tekanan operasi maksimal untuk mengetahui apakah pipa akan terjadi *buckling*.

5. Permodelan Pipa dengan software

Setelah diketahui tekanan operasi maksimal dari perhitungan sebelumnya, dilakukan permodelan dengan software AutoPipe. Dilakukan permodelan guna perhitungan tegangan lainnya yang terjadi pada pipa dengan tekanan operasi maksimal. Permodelan pada *software* dilakukan

untuk mengetahui letak segmen pipa yang terjadi tegangan kritis dengan tekanan internal dan temperature yang maksimal.

6. Perhitungan Bending Momen

Mengacu pada DNV OS F101 untuk menghitung dengan metode *Ultimate Limit State*, dibutuhkan bending momen sebagai parameter perhitungan. Bending momen dengan hasil in plane dan out plane bending diketahui dari hasil permodelan dengan software AutoPipe.

7. *Local Buckling ULS check*

Setelah melakukan analisis global, kemudian dilakukan analisis lokal dengan pengecekan *local buckling*. Melakukan pengecekan apakah pipa telah memenuhi syarat dan ketentuan dari *Ultimate Limit State* (ULS) yang mengacu pada DNV OS F101.

Ketika terjadi *buckling*, dilakukan 3 pilihan yaitu: melakukan perubahan pada ukuran ketebalan pipa, mengubah geometri pada jalur pipa, atau mengganti material pipa dengan *grade* yang lebih tinggi.

8. Permodelan Pipa dengan Elemen Method

Perhitungan yang telah dilakukan, dimodelkan pada *software* ANSYS untuk melihat seberapa besar deformasi yang akan terjadi pada pipa dengan segmen pipa yang mengalami tegangan kritis

9. Kesimpulan

Kemudian dapat ditarik kesimpulan dari analisis tugas akhir ini berapa besar tegangan maksimum saat atau akan terjadi *buckling* pada pipa yang memiliki tegangan awal dengan kritis dengan tekanan internal maksimal

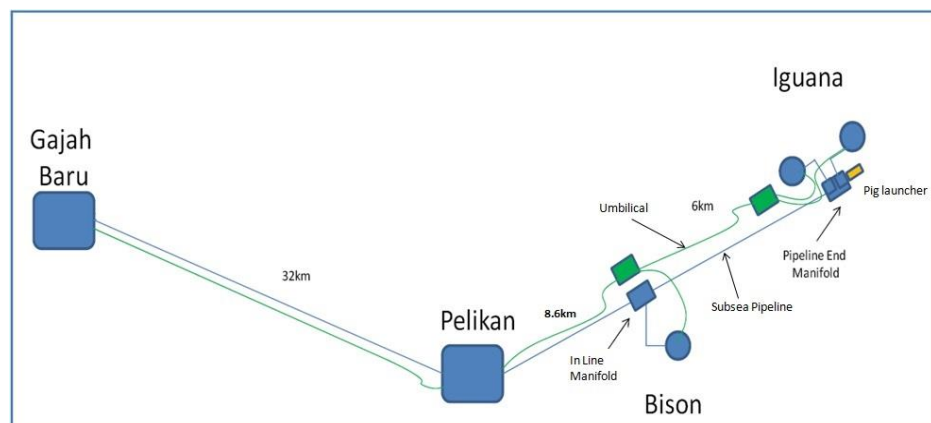
(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB IV

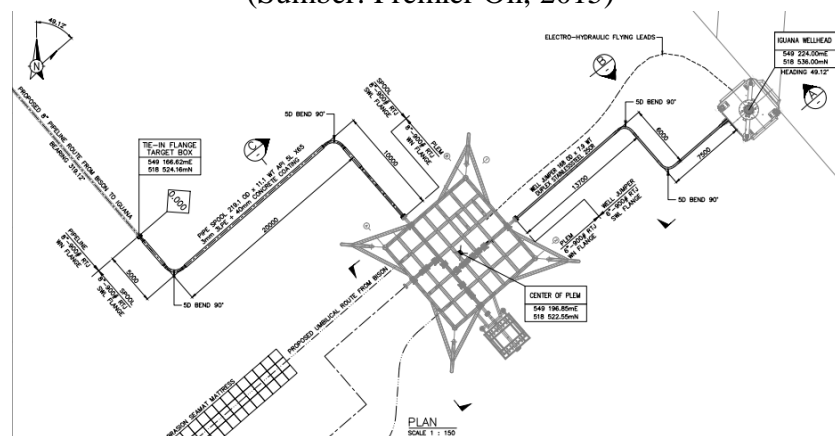
ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Data Tugas Akhir

Data yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini adalah data pipa milik Premier Oil Natuna Sea B.V. dengan proyek Bison dan Iguana *Development Project in Natuna Sea* dengan Wood Group Kenny sebagai kontraktor dalam pengerjaan proyek ini. *Pipeline* pada Blok A di Laut Natuna adalah transmisi yang mendistribusikan gas dari Iguana *Wellhead* dan Biso *Wellhead* menuju Pelikan *Wellhead Platform* kemudian distribusikan menuju Gajah Baru Platform untuk di produksi. Berikut denah alur proyek Bison dan Iguana *Development Project in Natuna Sea* pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2:



Gambar 4.1 Bison dan Iguana *Development Project*
(Sumber: Premier Oil, 2015)



Gambar 4.2 *Drawing PLEM Iguana* (Sumber: Premier Oil, 2015)

Dalam pengerjaan tugas akhir ini menggunakan data pipa *tie-in spool* dari PLEM Iguana *Wellhead* menuju Bison *Wellhead*. Berikutini data-data yang digunakan dalam analisis pada Tabel 4.1-Tabel 4.3:

Tabel 4.1 Data Pipa

Deskripsi	Nilai	Satuan
Material	API 5L Grade X-60	-
<i>Nominal Outer Diameter</i>	219.1	mm
<i>Wall Thickness</i>	12.7	mm
SMYS	415	MPa
SMTS	520	MPa
<i>Young's Modulus</i>	207×10^{-3}	MPa
<i>Steel Density</i>	7850	kg/m ³
<i>Content Density</i>	61.03	kg/m ³
<i>Coefficient of Thermal Expansion</i>	11.7×10^{-6}	m/m/K
Coating		
<i>Corrosion Coating Thickness</i>	3	mm
<i>Corrosion Coating Density</i>	900	kg/m ³
<i>Concrete Coating Thickness</i>	40	mm
<i>Concrete Coating Density</i>	3040	kg/m ³
Operasional		
<i>Design Pressure</i>	14.9	MPa
<i>Operating Temperature</i>	93.9	°C

Tabel 4.2 Data Lingkungan

Deskripsi	Nilai			Satuan
	1 tahun	10 tahun	100 tahun	
<i>Significant wave height (Hs)</i>	3.9	4.8	5.5	m
<i>Peak Period (Tp)</i>	9.7	10.3	10.7	s
<i>Current Velocity</i>	0.34	0.42	0.49	m/s
<i>Water Depth</i>	79.5			m
<i>Highest Astronomical Tide (HAT)</i>	3.11			m
<i>Mean Sea Level (MSL)</i>	1.49			m

Tabel 4.3 Data Tanah

Deskripsi	Nilai	Satuan
Jenis Tanah	Very soft clay	-
Kedalaman Tanah	0.0 – 1.0	m
<i>Submerged Weight</i>	16.0	kN/m ³
<i>Undrained Shear Strength (Su)</i>	5.0	kPa
<i>Seabed Roughness (Zo)</i>	5.21×10^{-6}	m
<i>Friction Factor</i>	0.2	-

4.2 Properties Pipa

Dilakukan perhitungan properties pipa guna perhitungan analisis *local buckling* pada tugas akhir ini. Berikut Tabel 4.4 hasil dari perhitungan menggunakan Persamaan 2.1-2.7:

Tabel 4.4 Properties Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter luar pipa	Do	0.2191	m
Diameter total pipa	Dt	0.3051	m
Diameter dalam pipa	Di	0.1997	m
Momen inersia baja	Isteel	3.505×10^{-5}	m ⁴
Momen inersia beton	Iconc	0.000299	m ⁴
<i>Internal cross sectional area</i>	Ai	0.0313	m ²
<i>Steel area</i>	As	0.00638114	m ²

Selain memperhitungkan properties pipa, dilakukan perhitungan berat terendam pipa. Guna dari perhitungan berat pipa untuk perhitungan gelombang dan arus juga beban lingkungan yang terjadi pada pipa. Berikut Tabel 4.5 hasil dari perhitungan menggunakan Persamaan 2.8-2.11:

Tabel 4.5 Berat Terendam Pipa

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Berat pipa baja	Wst	2412.04	N
Berat <i>corrosion coating</i>	Wcorr	312.65	N
Berat selimut beton	Wcc	741.58	N
Berat isi pipa	Wcont	18.752	N
Berat gaya apung	Wbuoy	245.61	N
Berat pipa terendam	Wsub	3239.41	N

4.3 Gelombang dan Arus

4.3.1 Gelombang

Perhitungan kecepatan partikel gelombang menggunakan Persamaan 2.21. Sebelumnya, menentukan kombinasi pembebanan untuk kondisi operasi, yaitu periode 10 tahun gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 100 tahun arus. Langkah pertama adalah membuat spectra gelombang sesuai pada DNV. Sesuai pada DNV RP F 109, menggunakan persamaan spektra yang digunakan adalah persamaan spektra JONSWAP.

Spektra JONSWAP digunakan karena perairan laut di Kepulauan Natuna termasuk jenis perairan laut tertutup. Kemudian dilanjutkan dengan mentransformasikan kecepatan partikel gelombang tersebut ke posisi pipa di dasar laut menggunakan Persamaan 2.15-2.19. Berikut Tabel 4.6 parameter yang digunakan untuk melakukan perhitungan:

Tabel 4.6 Parameter untuk perhitungan kecepatan partikel gelombang

Parameter	Nilai	Satuan
Hs	4.8	m
Tw	10.3	s
ω_p	0.61	
γ	1.4	
α	0.009	
k	0.00735	

Dengan keterangan yaitu α adalah nilai konstanta *Generalised Philips* yang merupakan hasil dari Persamaan 2.16. Untuk nilai fungsi distribusi (ϕ) digunakan sebagai parameter pemilihan persamaan *peakedness parameter* yang sesuai. Sedangkan nilai k (angka gelombang) didapatkan dengan menggunakan iterasi.

Setelah melakukan perhitungan momen spektra dengan Persamaan 2.20. Maka didapatkan varian *spectral moment* seperti pada Tabel 4.7:

Tabel 4.7 Varian *Spectral Moment*

Spectral Moment	Nilai
M ₀	1.274
M ₁	0.916
M ₂	0.708
M ₄	0.163

Kemudian dilanjutkan perhitungan menggunakan Persamaan 2.21 Untuk mendapatkan kecepatan partikel gelombang yang signifikan (Us) adalah 2.258 m/s.

4.3.2 Arus

Arus yang diperlukan untuk melakukan analisis pipa bawah laut adalah arus laut yang berada pada posisi pipa dengan arah tegak lurus

dengan pipa yaitu sudut datang 90^0 . Dikarenakan pada arah tersebut pengaruh beban arus yang terjadi adalah yang paling besar diantara sudut datang lainnya. Pipa pada analisis ini terletak didasar laut, sehingga kekasaran dasar laut (z_o) mempengaruhi alisar arus laut.

Untuk nilai kekasaran dasar laut terdapat pada Tabel 2.1 dengan parameter jenis tanah di dasar laut. Pipa terletak pada jenis tanah *soft clay*, sesuai pada tabel didapat nilai kekasarannya adalah 5×10^{-6} meter. Dengan beberapa parameter yang dibutuhkan, perhitungkan kecepatan arus pada pipa dengan periode ulang 100 tahun arus, menggunakan Persamaan 2.26 didapatkan hasil 0.41 m/s^2 .

4.4 Beban Lingkungan

4.4.1 Tahanan Tanah

Tahanan tanah terbagi menjadi dua, yaitu *Coulomb friction* dan tahanan pasif karena tumpukan tanah yang terbentuk akibat penetrasi pipa ke dalam tanah. Selama operasi, tanah jenis *soft clay* tidak membuat pipa dalam kondisi *freespan*. Namun akan mengalami penurunan dikarenakan jenis tanah yang lembut seperti lumpur. Dilakukan perhitungan dengan Persamaan 2.34, didapatkan hasil pipa akan mengalami penurunan tanah sedalam 0.24 meter selama pipa beroperasi dalam jangka lama. Berikut ini Tabel 4.8 hasil dari perhitungan untuk *Coulomb friction* dan tahanan pasif dengan Persamaan 2.31-2.32:

Tabel 4.8 Gaya Tahanan Tanah

Tahanan Tanah	Nilai (N/m)
<i>Coulomb friction</i>	647.88
Tahanan Pasif	4538.28

4.4.2 Gaya Hidrodinamis

Berdasarkan DNV, koefisien gaya *drag*, gaya angkat, dan gaya inersia digantikan dengan koefisien beban vertikal dan horizontal. Seperti yang telah dijelaskan pada bab 2, dengan beberapa parameter kemudian dilakukan perhitungan menggunakan Persamaan 2.28 dan Persamaan 2.29:

- Gaya Hidrodinamis Horizontal

Gaya hidrodinamis horizontal terjadi pada pipa bawah laut karena adanya pergerakan pipa bawah laut secara lateral. Dengan sudut datang gelombang dan arus pada 90^0 , didapatkan hasil gaya hidrodinamis horizontal (FY^*) adalah 106.58 N/m

- Gaya Hidrodinamis Vertikal

Gaya hidrodinamis vertikal terjadi pada pipa bawah laut karena adanya pergerakan partikel air yang bekerja pada pipa bawah laut secara vertikal. Sama seperti pada perhitungan gaya vertikal dengan sudut datang gelombang dan arus pada 90^0 , didapatkan hasil gaya hidrodinamis vertikal (FZ^*) adalah 70.7 N/m

4.5 Tegangan pada Pipa

Dalam analisis ini memperhitungkan tegangan kritis dengan variasi penambahan pada tekanan internal pada pipa dan temperature fluida di dalam pipa. Variasi penambahan dilakukan untuk mendapatkan tekanan internal maksimum dengan hasil tegangan melebihi tegangan ijin atau *allowable stress*. Menghitung tegangan ijin menggunakan Persamaan 2.43 – 2.45 sesuai dengan ASME B 31.8.

Tekanan internal dilakukan penambahan dengan cara *incremental load* dari tekanan internal atau tekanan design awal. Sedangkan pada temperature, menggunakan 120^0C dikarekanan untuk material API 5L Grade X-60 dengan faktor temperature 1, sesuai dengan tabel pada ASME B31.8 dengan Table A841.116A.

Tekanan internal mempengaruhi berapa besar dari *hoop stress*. Maka, dilakukan perhitungan *hoop stress* pada pipa dengan penambahan tekanan internal, hingga melewati batas ijin *hoop stress*.

Berikut ini Tabel 4.9 parameter yang digunakan untuk menghitung *hoop stress*:

Tabel 4.9 Parameter untuk *hoop stress*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter	Dt	305.1	mm
Tekanan Internal Design	Pi	14.9	MPa
Tekanan eksternal	Pe	0.83	MPa
SMYS	SMYS	415	MPa
Koefisien Temperature Expansion	α_e	1.17×10^{-5}	$^{\circ}\text{C}$
Poisson Ratio	νr	0.3	-
Young Modulus	E	20700	MPa
Temperatur	T	93.9	$^{\circ}\text{C}$
Temperatur Max	T	120	$^{\circ}\text{C}$

Dengan parameter yang terdapat pada Tabel 4.9, kemudian dilakukan variasi penambahan pada tekanan internal dengan perhitungan *hoop stress*. Dari hasil perhitungan untuk tegangan ijin dari *hoop stress* adalah 298.8 MPa. Berikut ini Tabel 4.10 hasil variasi penambahan tekanan internal:

Tabel 4.10 Variasi tekanan internal pada *hoop stress*

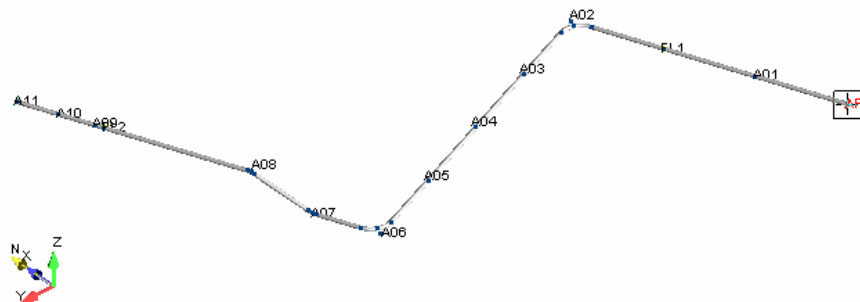
IL	Tekanan Internal (MPa)	Hoop Stress (MPa)	Status
1	14.9	161.96	aman
1.1	16.39	179.12	aman
1.2	17.88	196.27	aman
1.3	19.37	213.42	aman
1.4	20.86	230.57	aman
1.5	22.35	247.73	aman
1.6	23.84	264.88	aman
1.7	25.33	282.03	aman
1.8	26.82	299.18	tidak aman
1.9	28.31	316.34	tidak aman
2	29.8	333.49	tidak aman
2.1	31.29	350.64	tidak aman
2.2	32.78	367.79	tidak aman
2.3	34.27	384.95	tidak aman
2.4	35.76	402.10	tidak aman
2.5	37.25	419.25	tidak aman

Sesuai dengan tabel 4.10, didapatkan tekanan 26.82 MPa untuk *hoop stress* pada pipa sudah tidak aman dengan hasil perhitungan *hoop stress* adalah 299.18 MPa. Kemudian dilanjutkan dengan perhitungan pada tegangan lainnya seperti longitudinal dan *combined* pada software AutoPipe.

4.6 Perhitungan Tegangan pada AutoPipe

Setelah diketahui tekanan internal dengan hasil *hoop stress* melebihi tegangan ijin, dilakukan perhitungan tegangan lainnya pada software AutoPipe. Hasil dari permodelan pada AutoPipe adalah tegangan yang terjadi pada pipa akibat pembebanan yang ada. Dalam analisis ini, pada AutoPipe menggunakan standart dan code ASME 31.8.

Dilakukan permodelan dengan AutoPipe dengan input data pipa yang sesuai dengan Tabel 4.1 dan hasil dari perhitungan beban lingkungan. Dengan tekanan operasi 26.82 dan temperatur fluida dalam pipa menjadi 120°C. Permodelan spool dengan panjang 40 m, terletak pada *seabed*. Pada setiap ujung spool, diasumsikan *fix*. Berikut ini Gambar 4.3 permodelan spool dengan AutoPipe:



Gambar 4.3 Permodelan Spool

Kemudian permodelan di *running* untuk mengetahui tegangan yang terjadi pada pipa saat dalam keadaan operasi. Berikut ini Tabel 4.11 hasil tegangan dari AutoPipe:

Tabel 4.11 Hasil tegangan dengan tekanan internal 26.82 MPa

Keterangan	Nilai	Satuan
Tekanan Internal	26.82	MPa
Hoop Stress	302.9	N/mm ²
Rasio Hoop Stress	1.01	
Longitudinal Stress	235.12	N/mm ²
Rasio Longitudinal Stress	0.71	
Combined Stress	274.74	N/mm ²
Rasio Combined Stress	0.74	

Sesuai dengan Tabel 4.11, terlihat pada tekanan internal 26.82 MPa, rasio untuk longitudinal stress dan *combined stress* tidak kritis seperti *hoop stress*.

Kemudian dilakukan perhitungan tegangan lanjutan dengan tekanan internal sesuai pada Tabel 4.10 hingga mencapai ketiga tegangan yaitu *hoop stress*, *longitudinal stress*, dan *combined stress* dengan hasil yang kritis.

Perhitungan dilanjutkan dengan dimulai dari tekanan internal 28.31 MPa dan seterusnya. Kemudian di dapatkan, hasil dengan tegangan-tegangan kritis adalah pada tekanan internal sebesar 37.25 MPa yaitu 2.5x dari tekanan internal design. Berikut ini Tabel 4.12 hasil tegangan lanjutan:

Tabel 4.12 Hasil tegangan dengan tekanan internal 37.25 MPa

Keterangan	Nilai	Satuan
Hoop Stress	420.69	N/mm ²
Rasio Hoop Stress	1.41	
Longitudinal Stress	286.31	N/mm ²
Rasio Longitudinal Stress	0.86	
Combined Stress	341.33	N/mm ²
Rasio Combined Stress	0.91	

4.7 Perhitungan Bending Moment

Bending moment adalah salah satu parameter dalam analisis *local buckling* pada ULS *check*. Sesuai dengan DNV OS F 101, berikut perhitungan untuk resultan bending moment:

$$M_{sd} = M_d \cdot \gamma_F \cdot \gamma_C$$

dengan,

M_i : momen in-plane bending (Nm)

M_o : momen out-plane bending (Nm)

γ_F : faktor pembebanan untuk beban fungsional

γ_C : faktor pengaruh kondisi beban

Untuk hasil M_i dan M_o didapat dari perhitungan pada perhitungan sebelumnya dengan AutoPipe. Hasil M_i dan M_o digunakan dalam perhitungan adalah moment yang terjadi pada segment pipa yang mengalami teganan kritis dengan tekanan internal 37.25 MPa. Kemudian untuk γ_F dan γ_C terdapat pada Tabel 5.3 pada DNV OS F 101. Berikut ini Tabel 4.13, parameter yang dibutuhkan dalam perhitungan bending moment dan hasil resultan bending moment:

Tabel 4.13 Perhitungan Bending Moment Tekanan 37.25 MPa

Keterangan	Nilai	Satuan
Moment in-plane bending	33078	Nm
Moment out-plane bending	1412	Nm
γ_F	1.1	
γ_C	0.93	
Msd	33869.61	Nm

Dilakukan perhitungan bending moment pada temperature dan tekanan internal operasional dalam keadaan normal. Berikut ini Tabel 4.14, hasil perhitungan bending momen dengan tekanan internal 14.9 MPa:

Tabel 4.14 Perhitungan Bending Moment Tekanan 14.9 MPa

Keterangan	Nilai	Satuan
Moment in-plane bending	30721	Nm
Moment out-plane bending	510	Nm
γ_F	1.1	
γ_C	0.93	
Msd	31431.9	Nm

Dapat dilihat dari hasil perhitungan bending moment toal (Msd) dengan tekanan internal yang berbeda, adanya perubahan yang signifikan. Maka, perubahan tekanan internal juga mempengaruhi bending momen tidak hanya perubahan stress yang terjadi pada pipa.

4.8 Local Buckling Check

Sesuai pada DNV OS F 101 yang sudah diuraikan pada bab 2 sebelumnya, untuk pengecekan *local buckling* ada beberapa kategori, yaitu *Pressure Containment check*, *Propagation Buckling check*, dan *Combined Load Combination*. Pada analisis ini, menggunakan 2 tekanan internal berbeda, yaitu: 26.82 MPa dan 37.25 MPa. Dilakukan 2 tekanan internal berbeda, dikarenakan *hoop stress* melebihi tegangan ijin pada tekanan internal 26.82 MPa dan pada tekanan 37.25 MPa ketiga tegangan memasuki batas kritis. Berikut ini Tabel 4.15, parameter-parameter yang dibutuhkan dalam perhitungan pengecekan *local buckling*:

Tabel 4.15 Parameter umum perhitungan *local buckling*

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter	D_o	0.2191	m
Wall thickness	t	0.0127	m
Material resistance factor	γ_m	1.15	-
Safety class resistance factor	γ_{sc}	1.138	-
Incidental to design pressure ratio	γ_{inc}	1.1	-
Characteristic ultimate strength	f_{cb}	361.92	MPa
Content Density	ρ	61.03	Kg/m ³
Temperatur	T	120	°C
Tekanan internal 1	Pi 1	26.82	MPa
Tekanan internal 2	Pi 2	37.25	MPa
Tekanan eksternal	Pe	0.8306	MPa
Pressure containment	Pb	51.43	MPa
Kapasitas plastis bending momen	Mp	195810.37	N
Kapasitas plastis effective axial force	Sp	2980409	N

Selain dari parameter yang ada di Tabel 4.15, ada parameter lainnya. Parameter lainnya adalah tekanan local incidental (P_u), gaya aksial efektif desain (S_{sd}), dan design bending momen (M_{sd}) dilakukan perhitungan lebih lanjut dikarenakan adanya perbedaan tekanan internal.

Untuk *pressure containment check* dengan Persamaan 2.46 – 2.48 dan pengecekan dengan Persamaan 2.45. Pengecekan *propagation buckling check* menggunakan Persamaan 2.49 – 2.50. Untuk menghitung *unity check* dari *local buckling* pada beban *combined load condition internal overpressure* menggunakan Persamaan 2.51. Tabel 4.16 adalah hasil dari perhitungan pengecekan dari ketiga kategori:

Tabel 4.16 Hasil Perhitungan *Local Buckling*

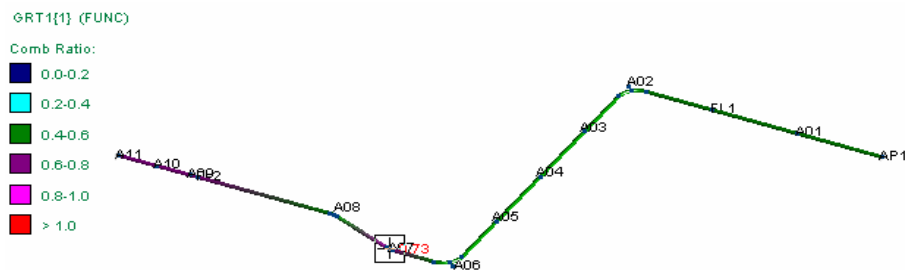
Keterangan	Nilai		Satuan
	Pi = 28.62 MPa	Pi = 37.25 MPa	
Pressure Containment			
Pu-Pe	30.06	42.05	MPa
Tekanan Ijin	39.30	39.30	MPa
Status	Aman	Tidak aman	
Propagation Buckling			
Pu-Pi	4.07	5.64	MPa
Tekanan Ijin	7.83	7.83	MPa
Status	Aman	Aman	
Combined Load Combination			
UC	0.37	0.50	MPa
Status	Aman	Aman	

Dalam Tabel 4.16, untuk kategori *pressure containment* pada tekanan 37.25 MPa sudah melebihi tekanan ijin. Akibat dari *pressure containment* yang melebihi batas ijin adalah pipa dapat mengalami *bursting* karena adanya perbedaan tekanan yang signifikan antara internal dan external pada pipa. Untuk kategori *propagation buckling*, pipa dengan kedua tekanan internal masih tergolong aman. Untuk local buckling dikarenakan internal overpressure, UC dari kedua tekanan tidak melebihi 1. Jika melebihi 1, maka pipa akan mengalami *local buckling*.

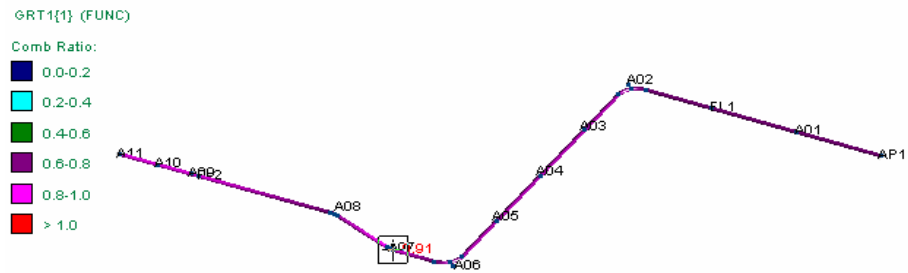
4.9 Permodelan Elemen Hingga

Untuk mengetahui deformasi secara lokal, menggunakan software elemen hingga yaitu ANSYS. Dalam analisis ini menggunakan analisis ANSYS structural dengan tujuan mengetahui respon pipa dengan tekanan internal dari fluida yang tinggi. Dalam perhitungan sebelumnya pada pengecekan *local buckling* pipa dengan tekanan internal 26.82 MPa tidak mengalami *buckling*, sedangkan dengan 37.25 MPa pipa dalam keadaan kritis di kategori *pressure containment*. Maka itu dilakukan analisis lebih lanjut dengan software elemen hingga untuk mengetahui respon pipa yang terjadi pada titik pipa yang kritis saja.

Dalam melakukan pengecekan deformasi pada pipa, tidak semua bagian pipa di modelkan. Pada analisis ini, hanya bagian pipa yang mengalami stress tertinggi. Dalam perhitungan sebelumnya pada perhitungan stress pipa atau *spool* ini menggunakan AutoPipe, dan dapat diketahui segmen pipa yang mengalami stress tertinggi pada masing-masing tekanan internal.



Gambar 4.4 Hasil Tengan pada Tekanan 26.82 MPa



Gambar 4.5 Hasil Tenggangan pada Tekanan 37.25 MPa

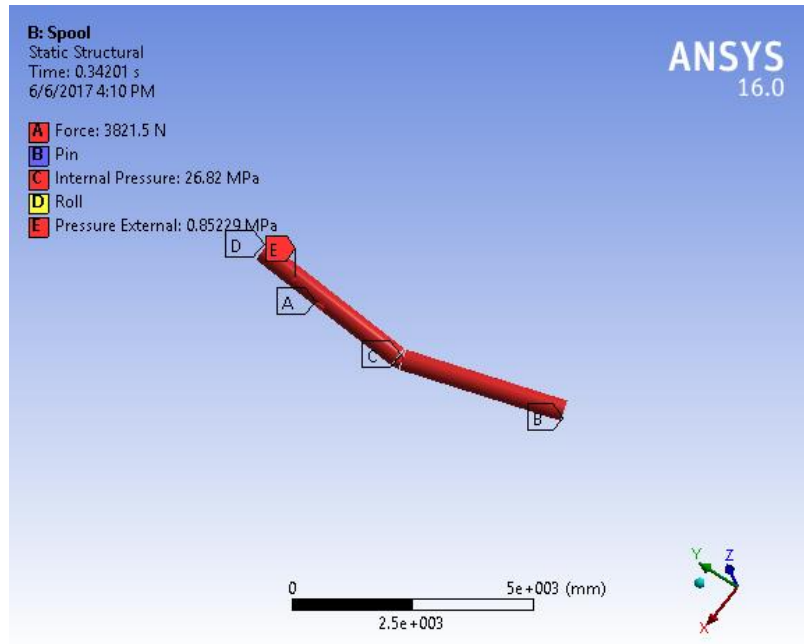
Sesuai dengan Gambar 4.4 dan 4.5, masing-masing untuk tekanan 26.78 MPa dan 37.25 MPa memiliki persamaan dengan segmen pipa yang sama dengan nilai stress tertinggi, yaitu titik A07. Maka, selanjutnya dilakukan permodelan elemen hingga dengan pipa sepanjang titik A06 hingga A08.

Selanjutnya dilakukan permodelan dengan bantuan AutoCad dalam 3 dimensi. Kemudian model digunakan pada software dengan data yang dibutuhkan. Tabel 4.17 adalah data struktur permodelan yang digunakan

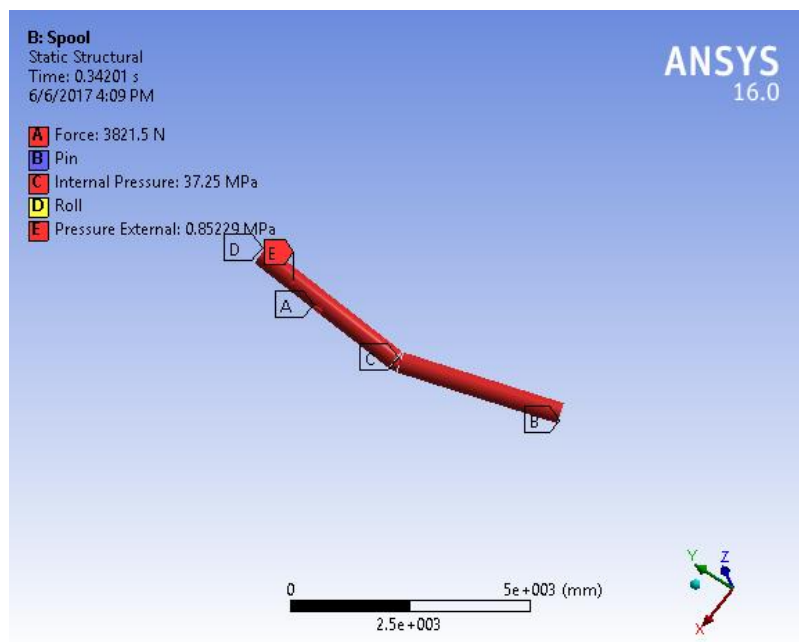
Tabel 4.17 Data struktur permodelan

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Nominal Outer Diameter</i>	219.1	mm
<i>Wall Thickness</i>	12.7	mm
SMYS	415	MPa
SMTS	520	MPa
<i>Young's Modulus</i>	207×10^3	MPa
<i>Steel Density</i>	7850	kg/m ³

Kemudian dilakukan pembebanan pada pipa, sesuai dengan beban yang telah diperhitungkan sebelumnya. Pipa diberi beban seperti, gaya yang terjadi pada pipa, tekanan internal dan tekanan eksternal. Untuk besaran gaya di dapatkan dari hasil perhitungan stress sebelumnya menggunakan software AutoPipe. Berikut ini pembebanan yang terjadi pada pipa dengan tekanan internal yang berbeda:



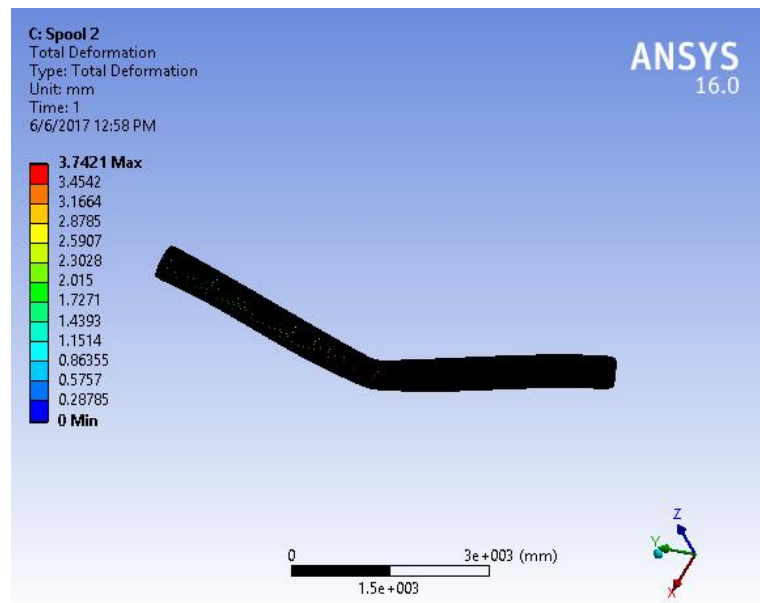
Gambar 4.6 Pembebanan Pipa 1



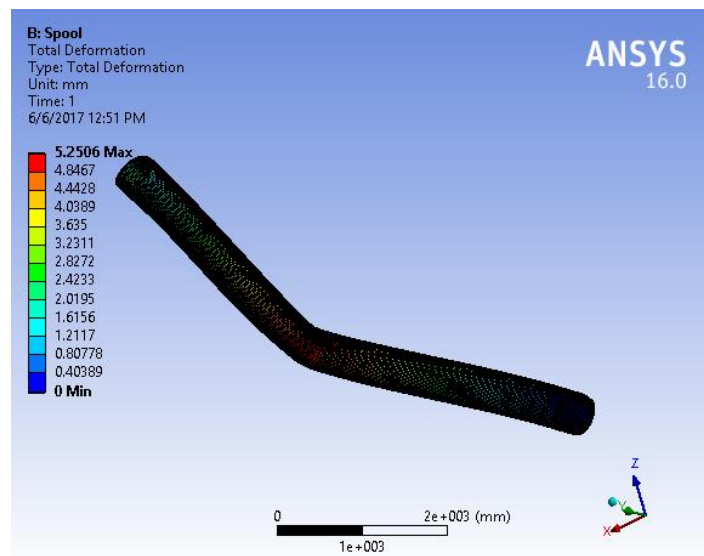
Gambar 4.7 Pembebanan Pipa 2

Pembebanan pipa 1 dan 2 pada Gambar 4.6 dan Gambar 4.7 memiliki tekanan internal dan gaya berbeda yang terjadi pada pipa. Pipa 1 dengan tekanan internal 26.82 MPa dan pipa 2 dengan 37.25 MPa. Kemudian setelah dilakukan

pembebanan, di lakukan *solve problem* yaitu deformasi. Gambar 4.8 dan Gambar 4.9 adalah hasil deformasi yang terjadi pada pipa 1 dan 2:



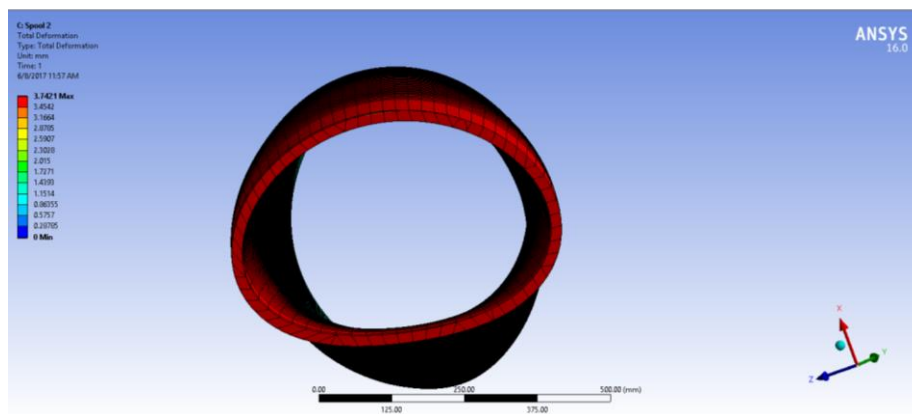
Gambar 4.8 Hasil Deformasi Pipa 1



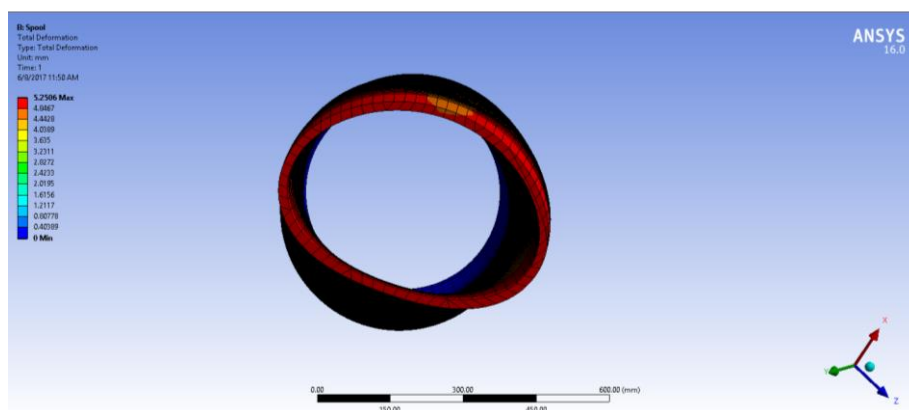
Gambar 4.9 Hasil Deformasi Pipa 2

Diketahui dari hasil permodelan dan pembebanan dengan software elemen hingga, adalah pipa mengalami deformasi. Deformasi maksimum yang terjadi pada pipa 1 dengan tekanan internal 26.82 MPa adalah 3.742 mm. Sedangkan pada pipa 2 dengan tekanan internal 37.25 MPa adalah 5.25 mm.

Pipa mengalami deformasi maksimum dengan besar tidak melebihi atau sama dengan 0.5 dari wall thickness pipa itu sendiri. Maka, pipa dapat dikategorikan aman dengan tekanan internal yang maksimum. Namun, pipa mengalami perubahan bentuk dikarenakan perbedaan tekanan antara eksternal dan internal. Gambar 4.10 dan Gambar 4.11 adalah penampang pipa pada deformasi yang terbesar:



Gambar 4.10 Potongan Penampang Pipa 1



Gambar 4.11 Potongan Penampang Pipa 2

Penggunaan permodelan elemen hingga dalam bentuk 3 dimensi memiliki analisis yang lebih detail dibandingkan dengan penggunaan software AutoPipe. Pada AutoPipe, dilakukan permodelan pipa secara global dan 2 dimensi. Untuk permodelan dengan elemen hingga, secara lokal dan 3 dimensi. Maka, didapatkan hasil deformasi pipa lebih mendetail. Dapat dilihat dari Gambar 4.10

dan 4.11, pipa mengalami perubahan bentuk namun tidak signifikan. Selain deformasi, pipa saat beroperasi mengalami rotasi. Sesuai pada Gambar 4.8 dan 4.9 didapatkan hasil rotasi. Kedua pipa mengalami rotasi sebesar 0.157 rad. Dengan perbedaan sudut yaitu 30^0 dan pipa sebelum terdeformasi sebesar 27^0 .

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah menyelesaikan analisis pembahasan, dapat ditarik kesimpulan sesuai dengan pertanyaan pada rumusan masalah dalam tugas akhir ini, diantaranya:

1. Pada temperatur maksimal 120°C dan tekanan operasi 26.82 MPa, pipa pada node A07 mengalami tegangan sebesar:

- Hoop Stress: 302.9 N/mm^2 dengan rasio: 1.01
- Longitudinal Stress: 235.12 N/mm^2 dengan rasio: 0.71
- Combined Stress: 274.74 N/mm^2 dengan rasio: 0.74

Dengan temperatur konstan dan tekanan operasi maksimal 37.25 MPa, pipa pada node A07 mengalami tegangan sebesar:

- Hoop Stress: 420.69 N/mm^2 dengan rasio: 1.41
- Longitudinal Stress: 286.31 N/mm^2 dengan rasio: 0.86
- Combined Stress: 341.33 N/mm^2 dengan rasio: 0.91

Dengan temperatur dan kenaikan tekanan operasi, pipa pada segmen A07 adalah titik pipa yang mengalami tegangan tertinggi. Pada node A07 terjadi perbedaan momen dikarenakan adanya belokan vertikal juga horizontal akibat perbedaan kontur tanah.

2. Terjadi perubahan pada momen bending akibat perubahan tekanan yang membuat tegangan menjadi maksimal. Untuk momen bending dalam keadaan normal sebesar 31431.9 Nm dan dalam keadaan tegangan maksimal sebesar 33869.61 Nm
3. Pipa dengan tekanan 27.82 MPa dan 37.25 MPa tidak mengalami *buckling*. Namun, pada tekanan 37.25 MPa, pipa melewati batas ijin untuk kategori *pressure containment*. Walaupun tidak terjadi *buckling*, pipa tetap terjadi deformasi. Untuk tekanan 27.82 MPa sebesar 3 mm dan tekanan 37.82 MPa sebesar 5 mm.

5.2 Saran

Beberapa saran untuk kegunaan penelitian selanjutnya, diantaranya:

1. Untuk analisis selanjutnya, perlu perhitungan penggunaan support pada struktur
2. Dilakukan perhitungan untuk deformasi pipa secara keseluruhan pada saat keadaan operasi
3. Jika ada data yang sesuai, dapat dilakukan perhitungan fatigue pada pipa

DAFTAR PUSTAKA

- Adhikara, M. Altra P. 2015. *Analisa Tegangan Sistem Subsea Tieback pada Proyek Pengembangan Lapangan Gas Iguana-Pelikan di Laut Natuna*. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan FTK, ITS, Surabaya
- Ahmad, Zamri B. 2011. *Installation of Pipeline End Manifold (PLEM) and Subsea Tie-In of Expansion Spools*. Petroleum Management (PMU), Petronas
- ANSI B 16.20. *Pipe Flanges and Flanged Fittings*. American National Standards Institute
- ASME B 31.8. 2010. *Gas Transmission and Distribution Piping System*. The American Society Mechanical Engginers, USA
- Bai, Young dan Bai, Qiang. 2014. *Subsea Pipeline Design, Analysis, and Installation*. Oxford, UK: *Gulf Professional Publishing Elsevier*
- Chamsudi, Ahmad. 2005. *Stress Analysis*. Jakarta
- DNV OS F 101. 2012. *Submarine Pipeline System. Offshore Standart*. Det Norske Veritas.
- DNV RP F 109. 2010. *On-Bottom Stability Design of Submarine Pipelines. Offshore Standart*. Det Norske Veritas.
- Guo, Boyun dkk. 2014. *Offshore Pipelines*. Edisi ke-2. Oxford, UK: *Gulf Professional Publishing Elsevier*.
- Gong, Shun-Feng. 2011. *Buckling Response of Offshore Pipelines Under Combined Tension, Bending, and External Pressure*. Journal of Zhejian Univerity-Science, China
- Hidayaturrohmah, Fitrotul L. 2006. *Analisis Tekuk Lateral Pipa Gas Bawah Laut*. Jurnal Teknik Sipil, Fakultas Teknik Sipil dan Lingkungan, ITB. Bandung

- Mousselli, A. H. 1981. *Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods*. Oklahoma: Penn Wel Books
- Khanifudin, Ibnu. 2015. *Analisis Ultimate Limit State (ULS) pada Free Span (Studi Kasus: South Sumatera-West Java Gas Pipeline Project Phase II Labuhan Maringgai-Muara Bekasi Offshore Pipeline)*. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan FTK, ITS, Surabaya.
- Liu, Run. 2015. *Study on Global Lateral Buckling of Imperfect Submarine Pipelines*. USA
- Rahman, Romi Abdul. 2013. *Analisis Resiko Upheavel Buckling pada Burried Pipeline dengan Metode Risk Based Inspection*. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan FTK, ITS, Surabaya.
- Raswari. 2007. *Perencanaan dan Penggambaran Sistem Perpipaan*. UI-Press, Jakarta
- Sibuea, Clinton. 2016. *Analisis On-Bottom Stability dan Local Buckling: Studi Kasus Pipa Bawah Laut dari Platform ULA Menuju Platform UW*. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan FTK, ITS, Surabaya.
- Slettebo, Espen. 2012. *Tie-In Spools – A Verifacation Study*. Offshore Technology-Marine and Subsea Technology, Faculty of Science and Technology, Univerity of Stavanger.
- Soegiono. 2007. *Pipa Laut*. Surabaya: Airlangga Universtiy Pers
- Susetyo, Hikmah. 2016. *Analisis Local Buckling pada Free Span Pipa Bawah Laut 20” di Sangatta, Kalimantan Timur*. Tugas Akhir. Jurusan Teknik Kelautan FTK, ITS, Surabaya.
- Suyanto, Ato. 2008. *Teknologi dan Instalasi Subsea*. Edis

LAMPIRAN A

Perhitungan

Arus dan Gelombang

I. Arus

1. Menentukan kekasaran dasar laut

Dengan jenis tanah *soft clay*, maka untuk nilai kekasaran terdapat pada tabel:

Table 3-1 Seabed roughness		
<i>Seabed</i>	<i>Grain size d_{50} [mm]</i>	<i>Roughness z_0 [m]</i>
Silt and clay	0.0625	$\approx 5 \cdot 10^{-6}$
Fine sand	0.25	$\approx 1 \cdot 10^{-5}$
Medium sand	0.5	$\approx 4 \cdot 10^{-5}$
Coarse sand	1.0	$\approx 1 \cdot 10^{-4}$
Gravel	4.0	$\approx 3 \cdot 10^{-4}$
Pebble	25	$\approx 2 \cdot 10^{-3}$
Cobble	125	$\approx 1 \cdot 10^{-2}$
Boulder	500	$\approx 4 \cdot 10^{-2}$

2. Menghitung kecepatan arus dasar laut

Parameter	Nilai	Satuan
Vc data	0.5	m/s
Zo	5×10^{-6}	s
Zr	1	m
Dt	0.3051	m
θ	90	deg
Vc	0.41	m/s

II. Gelombang

Kombinasi pembebanan untuk kondisi operasi, yaitu periode 10 tahun gelombang dikombinasikan dengan periode ulang 100 tahun arus

1. Data gelombang

<i>Return Period</i>	<i>Max. Significant Wave Height</i>	<i>Units</i>	<i>Wave Peak Period</i>	<i>Units</i>
10-year	4.8	m	10.3	s

Frekuensi gelombang signifikan:

10 tahun $\omega_p = 0.61 \text{ rad/s}$

2. Parameter spektra JONSWAP

a. *Peak-enhancement factor*:

$$= \exp\left(\frac{5}{1} - 1.15\phi\right) \begin{matrix} \text{jika } \phi \leq 3.6 \\ \text{jika } 3.6 \leq \phi \leq 5; \phi = \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \\ \text{jika } \phi \geq 5 \end{matrix}$$

$$10 \text{ tahun} \quad \varphi_p = 4.7 \rightarrow 3.6 < \varphi < 5 \quad \gamma = 1.4$$

b. Konstanta Generalised Phillips

$$\alpha = \frac{5}{16} \cdot \frac{H_s^2 \cdot \omega_p^4}{g^2} \cdot (1 - 0.287 \cdot \ln \gamma)$$

3. Transformasi gelombang

a. Menentukan angka gelombang (k)

ω	kh	ω^2	ktanh
0.61	0.007207	0.3721	0.0366
0.61	0.00722	0.3721	0.0367
0.61	0.007233	0.3721	0.0368
0.61	0.00725	0.3721	0.0370
0.61	0.00726	0.3721	0.0371
0.61	0.00727	0.3721	0.0372
0.61	0.007287	0.3721	0.0373
0.61	0.00730	0.3721	0.0374
0.61	0.00731	0.3721	0.0376
0.61	0.007327	0.3721	0.0377
0.61	0.00734	0.3721	0.03782
0.61	0.007353	0.3721	0.03794

b. Pengolahan spektra gelombang

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha \cdot g^2 \cdot \omega^{-5} \cdot \exp\left(-\frac{5}{4}\left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \cdot \gamma^{\exp\left(-0.5\left(\frac{\omega-\omega_p}{\sigma \cdot \omega_p}\right)^2\right)}$$

$$S_{UU}(\omega) = G^2(\omega) \cdot S_{\eta\eta}(\omega) \quad G(\omega) = \frac{\omega}{\sinh(k \cdot d)}$$

ω	k	A	B	$S_{\eta\eta}(\omega)$	G	S_{UU}	faktor	m_0	m_1	m_2	m_4
0.30	0.0037	-21.370	-26.355	0.000	0.998	0.000	2	0.000	0.000	0.000	0.000
0.31	0.0038	-18.743	-24.682	0.000	0.999	0.000	4	0.000	0.000	0.000	0.000
0.32	0.0040	-16.507	-23.064	0.000	1.000	0.000	2	0.000	0.000	0.000	0.000
0.33	0.0041	-14.596	-21.501	0.000	1.001	0.000	4	0.000	0.000	0.000	0.000
0.34	0.0042	-12.953	-19.993	0.000	1.001	0.000	2	0.001	0.000	0.000	0.000
0.35	0.0043	-11.535	-18.539	0.002	1.002	0.002	4	0.007	0.002	0.001	0.000
0.36	0.0044	-10.306	-17.141	0.005	1.002	0.005	2	0.010	0.004	0.001	0.000
0.37	0.0045	-9.236	-15.797	0.013	1.002	0.013	4	0.051	0.019	0.007	0.000
0.38	0.0047	-8.301	-14.508	0.028	1.002	0.028	2	0.057	0.021	0.008	0.001
0.39	0.0048	-7.482	-13.274	0.056	1.002	0.056	4	0.225	0.088	0.034	0.001
0.40	0.0049	-6.761	-12.095	0.102	1.002	0.102	2	0.204	0.082	0.033	0.003
0.41	0.0050	-6.126	-10.971	0.170	1.002	0.170	4	0.681	0.279	0.115	0.005
0.42	0.0051	-5.563	-9.901	0.264	1.002	0.265	2	0.530	0.223	0.093	0.008
0.43	0.0052	-5.063	-8.886	0.387	1.002	0.388	4	1.552	0.667	0.287	0.013
0.44	0.0054	-4.618	-7.926	0.538	1.001	0.539	2	1.079	0.475	0.209	0.020
0.45	0.0055	-4.221	-7.021	0.715	1.001	0.716	4	2.865	1.289	0.580	0.029
0.46	0.0056	-3.866	-6.171	0.915	1.000	0.915	2	1.830	0.842	0.387	0.041
0.47	0.0057	-3.547	-5.376	1.131	1.000	1.130	4	4.520	2.124	0.998	0.055
0.48	0.0058	-3.261	-4.635	1.358	0.999	1.355	2	2.710	1.301	0.624	0.072
0.49	0.0059	-3.003	-3.950	1.590	0.998	1.585	4	6.342	3.107	1.523	0.091
0.50	0.0061	-2.769	-3.319	1.826	0.998	1.817	2	3.634	1.817	0.909	0.113
0.51	0.0062	-2.559	-2.743	2.062	0.997	2.049	4	8.195	4.180	2.132	0.138
0.52	0.0063	-2.367	-2.222	2.300	0.996	2.281	2	4.563	2.373	1.234	0.166
0.53	0.0064	-2.194	-1.756	2.543	0.995	2.518	4	10.073	5.339	2.830	0.198
0.54	0.0065	-2.036	-1.344	2.796	0.994	2.763	2	5.527	2.985	1.612	0.234
0.55	0.0067	-1.892	-0.988	3.061	0.993	3.020	4	12.079	6.643	3.654	0.274
0.56	0.0068	-1.760	-0.686	3.338	0.992	3.286	2	6.572	3.680	2.061	0.321
0.57	0.0069	-1.640	-0.439	3.616	0.991	3.553	4	14.210	8.100	4.617	0.372
0.58	0.0070	-1.530	-0.247	3.879	0.990	3.802	2	7.604	4.410	2.558	0.426
0.59	0.0071	-1.428	-0.110	4.099	0.989	4.008	4	16.031	9.458	5.580	0.480
0.60	0.0072	-1.336	-0.028	4.246	0.988	4.141	2	8.283	4.970	2.982	0.530
0.61	0.0074	-1.250	0.000	4.298	0.986	4.181	4	16.725	10.202	6.223	0.571
0.62	0.0075	-1.171	-0.027	4.247	0.985	4.121	2	8.243	5.110	3.168	0.600
0.63	0.0076	-1.099	-0.109	4.106	0.984	3.974	4	15.895	10.014	6.309	0.616
0.64	0.0077	-1.032	-0.246	3.902	0.982	3.765	2	7.531	4.820	3.085	0.621
0.65	0.0078	-0.970	-0.438	3.666	0.981	3.528	4	14.110	9.172	5.962	0.618
0.66	0.0079	-0.912	-0.685	3.427	0.980	3.288	2	6.576	4.340	2.865	0.611
0.67	0.0081	-0.859	-0.987	3.205	0.978	3.066	4	12.263	8.216	5.505	0.604
0.68	0.0082	-0.810	-1.343	3.009	0.977	2.870	2	5.739	3.903	2.654	0.599
0.69	0.0083	-0.764	-1.754	2.842	0.975	2.701	4	10.804	7.455	5.144	0.597
0.70	0.0084	-0.721	-2.220	2.699	0.973	2.557	2	5.115	3.580	2.506	0.598
0.71	0.0085	-0.681	-2.741	2.577	0.972	2.434	4	9.735	6.912	4.907	0.601
0.72	0.0086	-0.644	-3.317	2.470	0.970	2.324	2	4.649	3.347	2.410	0.606
0.73	0.0088	-0.610	-3.947	2.372	0.968	2.225	4	8.900	6.497	4.743	0.612
0.74	0.0089	-0.577	-4.633	2.282	0.967	2.132	2	4.264	3.156	2.335	0.618
0.75	0.0090	-0.547	-5.373	2.195	0.965	2.044	4	8.176	6.132	4.599	0.624
0.76	0.0091	-0.519	-6.168	2.111	0.963	1.959	2	3.917	2.977	2.263	0.629
0.77	0.0092	-0.492	-7.018	2.030	0.961	1.876	4	7.504	5.778	4.449	0.634
0.78	0.0093	-0.468	-7.923	1.950	0.960	1.796	2	3.592	2.801	2.185	0.638
0.79	0.0095	-0.444	-8.883	1.873	0.958	1.718	4	6.871	5.428	4.288	0.641
0.80	0.0096	-0.423	-9.897	1.797	0.956	1.642	2	3.284	2.627	2.102	0.643
0.81	0.0097	-0.402	-10.967	1.724	0.954	1.569	4	6.275	5.083	4.117	0.644
0.82	0.0098	-0.383	-12.091	1.653	0.952	1.498	2	2.996	2.457	2.015	0.645
0.83	0.0099	-0.365	-13.270	1.584	0.950	1.430	4	5.719	4.747	3.940	0.645

0.84	0.0100	-0.348	-14.504	1.518	0.948	1.364	2	2.728	2.292	1.925	0.644
0.85	0.0102	-0.332	-15.792	1.454	0.946	1.301	4	5.204	4.423	3.760	0.642
0.86	0.0103	-0.316	-17.136	1.392	0.944	1.240	2	2.481	2.133	1.835	0.640
0.87	0.0104	-0.302	-18.534	1.333	0.942	1.182	4	4.730	4.115	3.580	0.638
0.88	0.0105	-0.289	-19.987	1.276	0.940	1.127	2	2.254	1.983	1.745	0.635
0.89	0.0106	-0.276	-21.496	1.221	0.938	1.074	4	4.295	3.823	3.402	0.632
0.90	0.0107	-0.264	-23.058	1.169	0.935	1.023	2	2.046	1.841	1.657	0.628
0.91	0.0109	-0.252	-24.676	1.119	0.933	0.975	4	3.899	3.548	3.228	0.624
0.92	0.0110	-0.242	-26.349	1.071	0.931	0.928	2	1.857	1.708	1.572	0.619
0.93	0.0111	-0.231	-28.076	1.025	0.929	0.884	4	3.538	3.290	3.060	0.615
0.94	0.0112	-0.222	-29.859	0.981	0.927	0.842	2	1.685	1.584	1.489	0.610
0.95	0.0113	-0.213	-31.696	0.939	0.924	0.802	4	3.210	3.049	2.897	0.604
0.96	0.0114	-0.204	-33.588	0.899	0.922	0.764	2	1.529	1.468	1.409	0.599
0.97	0.0116	-0.196	-35.535	0.861	0.920	0.728	4	2.913	2.826	2.741	0.593
0.98	0.0117	-0.188	-37.536	0.824	0.918	0.694	2	1.388	1.360	1.333	0.587
0.99	0.0118	-0.180	-39.593	0.789	0.915	0.661	4	2.644	2.618	2.591	0.581
1.00	0.0119	-0.173	-41.704	0.756	0.913	0.630	2	1.260	1.260	1.260	0.575
1.01	0.0120	-0.166	-43.870	0.724	0.910	0.600	4	2.401	2.425	2.449	0.569
1.02	0.0122	-0.160	-46.091	0.694	0.908	0.572	2	1.144	1.167	1.190	0.562
1.03	0.0123	-0.154	-48.367	0.665	0.906	0.545	4	2.181	2.246	2.314	0.556
1.04	0.0124	-0.148	-50.698	0.637	0.903	0.520	2	1.039	1.081	1.124	0.549
1.05	0.0125	-0.142	-53.083	0.611	0.901	0.495	4	1.982	2.081	2.185	0.542
1.06	0.0126	-0.137	-55.524	0.586	0.898	0.472	2	0.945	1.002	1.062	0.536
1.07	0.0127	-0.132	-58.019	0.562	0.896	0.451	4	1.802	1.928	2.063	0.529
1.08	0.0129	-0.127	-60.569	0.539	0.893	0.430	2	0.860	0.928	1.003	0.522
1.09	0.0130	-0.123	-63.174	0.517	0.891	0.410	4	1.640	1.788	1.948	0.516
1.10	0.0131	-0.118	-65.834	0.496	0.888	0.391	2	0.782	0.861	0.947	0.509
1.11	0.0132	-0.114	-68.548	0.476	0.886	0.373	4	1.493	1.657	1.840	0.502
1.12	0.0133	-0.110	-71.318	0.457	0.883	0.356	2	0.713	0.798	0.894	0.495
1.13	0.0134	-0.106	-74.142	0.439	0.881	0.340	4	1.360	1.537	1.737	0.488
1.14	0.0136	-0.102	-77.021	0.421	0.878	0.325	2	0.649	0.740	0.844	0.481
1.15	0.0137	-0.099	-79.955	0.405	0.875	0.310	4	1.240	1.426	1.640	0.475
1.16	0.0138	-0.096	-82.944	0.389	0.873	0.296	2	0.592	0.687	0.797	0.468
1.17	0.0139	-0.092	-85.988	0.374	0.870	0.283	4	1.132	1.324	1.549	0.461
1.18	0.0140	-0.089	-89.086	0.359	0.867	0.270	2	0.541	0.638	0.753	0.455
1.19	0.0141	-0.086	-92.240	0.345	0.865	0.258	4	1.033	1.230	1.463	0.448
1.20	0.0143	-0.083	-95.448	0.332	0.862	0.247	2	0.494	0.593	0.711	0.441
1.21	0.0144	-0.081	-98.711	0.320	0.859	0.236	4	0.944	1.142	1.382	0.435
1.22	0.0145	-0.078	-102.029	0.308	0.857	0.226	2	0.451	0.551	0.672	0.428
1.23	0.0146	-0.076	-105.402	0.296	0.854	0.216	4	0.863	1.062	1.306	0.422
1.24	0.0147	-0.073	-108.829	0.285	0.851	0.206	2	0.413	0.512	0.635	0.415
1.25	0.0148	-0.071	-112.311	0.274	0.848	0.197	4	0.790	0.987	1.234	0.409
1.26	0.0150	-0.069	-115.849	0.264	0.846	0.189	2	0.378	0.476	0.600	0.403
1.27	0.0151	-0.067	-119.441	0.255	0.843	0.181	4	0.723	0.919	1.167	0.397
1.28	0.0152	-0.064	-123.088	0.245	0.840	0.173	2	0.346	0.443	0.567	0.390
1.29	0.0153	-0.063	-126.790	0.236	0.837	0.166	4	0.663	0.855	1.103	0.384
1.30	0.0154	-0.061	-130.546	0.228	0.835	0.159	2	0.317	0.413	0.536	0.378
1.31	0.0155	-0.059	-134.358	0.220	0.832	0.152	4	0.608	0.796	1.043	0.372
1.32	0.0157	-0.057	-138.224	0.212	0.829	0.146	2	0.291	0.384	0.507	0.366
1.33	0.0158	-0.055	-142.145	0.204	0.826	0.139	4	0.558	0.742	0.987	0.360

1.34	0.0159	-0.054	-146.121	0.197	0.823	0.134	2	0.267	0.358	0.480	0.355
1.35	0.0160	-0.052	-150.152	0.190	0.820	0.128	4	0.512	0.691	0.933	0.349
1.36	0.0161	-0.051	-154.238	0.184	0.818	0.123	2	0.245	0.334	0.454	0.343
1.37	0.0162	-0.049	-158.378	0.177	0.815	0.118	4	0.471	0.645	0.883	0.338
1.38	0.0164	-0.048	-162.574	0.171	0.812	0.113	2	0.226	0.311	0.430	0.332
1.39	0.0165	-0.046	-166.824	0.165	0.809	0.108	4	0.433	0.602	0.836	0.327
1.40	0.0166	-0.045	-171.129	0.160	0.806	0.104	2	0.208	0.291	0.407	0.321
1.41	0.0167	-0.044	-175.489	0.154	0.803	0.100	4	0.398	0.562	0.792	0.316
1.42	0.0168	-0.043	-179.903	0.149	0.800	0.096	2	0.191	0.271	0.385	0.311
1.43	0.0169	-0.041	-184.373	0.144	0.797	0.092	4	0.367	0.524	0.750	0.306
1.44	0.0171	-0.040	-188.897	0.139	0.794	0.088	2	0.176	0.253	0.365	0.301
1.45	0.0172	-0.039	-193.477	0.135	0.791	0.084	4	0.338	0.490	0.710	0.296
Jumlah								381.176	273.304	210.002	47.429

4. Perhitungan selanjutnya

- Variasi Moment

$$M_0 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma m_0$$

$$M_0 = \frac{1}{3} \cdot 0.01 \cdot 382.355$$

$$M_0 = 1.274$$

$$M_1 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma m_1$$

$$M_1 = \frac{1}{3} \cdot 0.01 \cdot 274.855$$

$$M_1 = 0.916$$

$$M_2 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma m_2$$

$$M_2 = \frac{1}{3} \cdot 0.01 \cdot 212.296$$

$$M_2 = 0.708$$

$$M_4 = \frac{1}{3} \cdot \Delta\omega \cdot \Sigma m_2$$

$$M_4 = \frac{1}{3} \cdot 0.01 \cdot 48.833$$

$$M_4 = 0.163$$

- Kecepatan signifikan di dasar laut

$$U_s = 2\sqrt{M_0}$$

$$U_s = 2.258 \text{ m/s}$$

- Periode gelombang yang bekerja pada pipa

$$T_u = 2\pi \sqrt{\frac{M_0}{M_2}}$$

$$T_u = 8.431 \text{ detik}$$

- Periode Refrence

$$T_n = \sqrt{\frac{d}{g}}$$

$$T_n = 2.847 \text{ detik}$$

- Single oscillation velocity (kecepatan ekstrem)

$$k_u = \frac{U^*}{U_s} = \frac{1}{2} \cdot \left(\sqrt{2 \cdot \ln \tau} + \frac{0.5772}{\sqrt{2 \cdot \ln \tau}} \right)$$

dengan,

$$\tau = \frac{T}{T_u}, \tau = 1.222$$

$$k_u = 0.722$$

$$U^* = 1.744 \text{ m/s}$$

LAMPIRAN B

Perhitungan

Beban Lingkungan

I. Daya Dukung Tanah

- Reduksi beban karena permeable seabed

$$R_{perm,z} = 0.7$$

- Reduksi beban karena penetrasi pipa ke tanah

$$r_{pen,y} = 1.0 - 1.4 \cdot \frac{z_p}{D} \geq 0.3$$

dengan,

$$\frac{z_{pi}}{D} = 0.0071 \cdot \left(\frac{G_c^{0.3}}{K_c} \right)^{3.2} + 0.062 \cdot \left(\frac{G_c^{0.3}}{K_c} \right)^{3.2}$$

$$K_c = \frac{S_u \cdot Dt}{W_s - F_z} = 0.47$$

dan

$$G_c = \frac{S_u}{Dt \cdot \gamma_s} = 1.02$$

Maka,

$$z_{pi} = 0.24 \text{ meter}$$

- Untuk $r_{pen,y}$:

$$r_{pen,y} = 1.0 - 1.4 \cdot \frac{z_p}{D}$$

$$r_{pen,y} = 0.102$$

- Untuk $r_{pen,z}$:

$$r_{pen,z} = 1.0 - 1.3 \cdot \left(\frac{z_p}{D} - 0.1 \right)$$

$$r_{pen,z} = 1.0 - 1.3 \cdot (0.787 - 0.1)$$

$$r_{pen,z} = 0.107$$

- Maka untuk r total :

$$r_{tot,y} = 0.102$$

$$r_{total,z} = r_{pen,z} \cdot r_{pern,z}$$

$$= 0.107 \cdot 0.7$$

$$= 0.0748$$

*r total dilanjutkan untuk perhitungan Fy dan Fz

Coulomb Friction

Koefisien untuk tanah lempung adalah 0.2

$$CF = \mu \cdot W_{sub}$$

$$CF = 0.2 \cdot 3239.415$$

$$CF = 647.88 \frac{N}{m}$$

Soil Passive Resistance

Tahanan pasif untuk tanah lempung adalah:

$$\frac{F_R}{F_c} = \frac{4.1 \cdot K_c}{G_c^{0.3}} \cdot \left(\frac{Z_p}{D}\right)^{1.31}$$

$$\frac{F_R}{3239.41} = \frac{4.1 \cdot 0.47}{1.007} \cdot (0.787)^{1.31}$$

$$F_R = 4538.28 \text{ N/m}$$

II. Gaya Hidrodinamis

Table 3-9 Peak horizontal load coefficients												
C_y^*		K^*										
		2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	≥140
M^*	0.0	13.0	6.80	4.55	3.33	2.72	2.40	2.15	1.95	1.80	1.52	1.30
	0.1	10.7	5.76	3.72	2.72	2.20	1.90	1.71	1.58	1.49	1.33	1.22
	0.2	9.02	5.00	3.15	2.30	1.85	1.58	1.42	1.33	1.27	1.18	1.14
	0.3	7.64	4.32	2.79	2.01	1.63	1.44	1.33	1.26	1.21	1.14	1.09
	0.4	6.63	3.80	2.51	1.78	1.46	1.32	1.25	1.19	1.16	1.10	1.05
	0.6	5.07	3.30	2.27	1.71	1.43	1.34	1.29	1.24	1.18	1.08	1.00
	0.8	4.01	2.70	2.01	1.57	1.44	1.37	1.31	1.24	1.17	1.05	1.00
	1.0	3.25	2.30	1.75	1.49	1.40	1.34	1.27	1.20	1.13	1.01	1.00
	2.0	1.52	1.50	1.45	1.39	1.34	1.20	1.08	1.03	1.00	1.00	1.00
	5.0	1.11	1.10	1.07	1.06	1.04	1.01	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	10	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00

Table 3-10 Peak vertical load coefficients												
C_z^*		K^*										
		≤2.5	5	10	20	30	40	50	60	70	100	≥140
M^*	0.0	5.00	5.00	4.85	3.21	2.55	2.26	2.01	1.81	1.63	1.26	1.05
	0.1	3.87	4.08	4.23	2.87	2.15	1.77	1.55	1.41	1.31	1.11	0.97
	0.2	3.16	3.45	3.74	2.60	1.86	1.45	1.26	1.16	1.09	1.00	0.90
	0.3	3.01	3.25	3.53	2.14	1.52	1.26	1.10	1.01	0.99	0.95	0.90
	0.4	2.87	3.08	3.35	1.82	1.29	1.11	0.98	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.6	2.21	2.36	2.59	1.59	1.20	1.03	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	0.8	1.53	1.61	1.80	1.18	1.05	0.97	0.92	0.90	0.90	0.90	0.90
	1.0	1.05	1.13	1.28	1.12	0.99	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	2.0	0.96	1.03	1.05	1.00	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	5.0	0.91	0.92	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
	10	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90

- Horizontal

$$F_Y^* = r_{tot,y} \cdot 0.5 \cdot \rho_w \cdot D_t \cdot C_Y^* \cdot (U^* + V^*)^2$$

$$F_Y^* = 0.102 \cdot 0.5 \cdot 1025 \cdot 0.3051 \cdot 1.44 \cdot (1.744 + 0.41)^2$$

$$F_Y^* = 106.58 \text{ N/m}$$

- Vertikal

$$F_Z^* = r_{tot,z} \cdot 0.5 \cdot \rho_w \cdot D_t \cdot C_Z^* \cdot (U^* + V^*)^2$$

$$F_Z^* = 0.0748 \cdot 0.5 \cdot 1025 \cdot 0.3051 \cdot 1.45 \cdot (1.744 + 0.41)^2$$

$$F_Z^* = 70.7 \text{ N/m}$$

LAMPIRAN C

Perhitungan

Tegangan pada Pipa

Penentuan faktor pada ASME 31.8:

- Temperatur

TABLE 9.15—BASIC DESIGN TEMPERATURE DERATING FACTORS (T) FOR STEEL PIPELINE IN NATURAL-GAS SERVICE (courtesy of ANSI/ASME)	
–20 to 250°F	T = 1.000
300°F	T = 0.967
350°F	T = 0.933
400°F	T = 0.900
450°F	T = 0.867
For additional information, see ANSI/ASME Standard B31.8. ⁹	

- Tegangan Ijin

**TABLE A842.22
DESIGN FACTORS FOR OFFSHORE PIPELINES,
PLATFORM PIPING, AND PIPELINE RISERS**

Location	F_1	F_2	F_3
	Hoop Stress	Longitudinal Stress	Combined Stress
Pipeline	0.72	0.80	0.90
Platform piping and risers	0.50	0.80	0.90
			[Note (1)]

NOTE:

- (1) The wall thickness used in the calculation of combined stress for platform piping and risers shall be based upon specified minimum wall thickness, including manufacturing, corrosion, and erosion allowances.

Perhitungan Tegangan pada Pipa

Paramater yang dibutuhkan

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter	Dt	305.1	mm
Tekanan Operasi	Pi	14.9	MPa
Tekanan Eksternal	Pe	0.83	MPa
SMYS	SMYS	415	MPa
Koefisien Temperature Expansion	α_e	1.17×10^{-5}	$^{\circ}\text{C}$
Poisson Ratio	ν	0.3	-
Young Modulus	E	20700	MPa
Temperatur	T	93.9	$^{\circ}\text{C}$
Temperatur Max	Tmax	120	$^{\circ}\text{C}$

- Hoop Stress : $(P_i - P_e) \frac{D_o - t}{2 \cdot t}$
- Allowable Hoop Stress: $F_1 \cdot SMYS \cdot T = 298.8 \text{ MPa}$

dengan,

F_1 : 0.72 (pada Tabel

T : 1 (pada Tabel

$SMYS$: 415 MPa

Perhitungan Hoop Stress dengan kenaikan Tekanan Internal:

IL	Tekanan Internal (MPa)	Hoop Stress (MPa)	Status
1	14.9	161.96353	aman
1.1	16.39	179.11613	aman
1.2	17.88	196.26873	aman
1.3	19.37	213.42133	aman
1.4	20.86	230.57393	aman
1.5	22.35	247.72653	aman
1.6	23.84	264.87913	aman
1.7	25.33	282.03172	aman
1.8	26.82	299.18432	tidak aman
1.9	28.31	316.33692	tidak aman
2	29.8	333.48952	tidak aman
2.1	31.29	350.642117.6	tidak aman
2.2	32.78	367.794716	tidak aman
2.3	34.27	384.947314.5	tidak aman
2.4	35.76	402.099912.9	tidak aman
2.5	37.25	419.252511.3	tidak aman

LAMPIRAN D

Perhitungan

Local Buckling Check

Perhitungan *Local Buckling Check*

A. Parameter umum untuk perhitungan local buckling:

Parameter	Notasi	Nilai	Satuan
Diameter	Do	0.2191	m
Wall thickness	t	0.0127	m
Material resistance factor	γ_m	1.15	-
Safety class resistance factor	γ_{sc}	1.138	-
Incidental to design pressure ratio	γ_{inc}	1.1	-
Content Density	ρ	61.03	Kg/m ³
Temperatur	T	120	°C
Tekanan internal 1	Pi 1	26.82	MPa
Tekanan internal 2	Pi 2	37.25	MPa
Tekanan eksternal	Pe	0.8306	MPa

- Lokasi

Table 2-2 Classification of location		
Location	Definition	
1	The area where no frequent human activity is anticipated along the pipeline route.	
2	The part of the pipeline/riser in the near platform (manned) area or in areas with frequent human activity. The extent of location class 2 should be based on appropriate risk analyses. If no such analyses are performed a minimum horizontal distance of 500 m shall be adopted.	

- Tipe Fluida

Table 2-1 Classification of fluids	
Category	Description
A	Typical non-flammable water-based fluids.
B	Flammable and/or toxic fluids which are liquids at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are oil and petroleum products. Methanol is an example of a flammable and toxic fluid.
C	Non-flammable fluids which are non-toxic gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions. Typical examples are nitrogen, carbon dioxide, argon and air.
D	Non-toxic, single-phase natural gas.
E	Flammable and/or toxic fluids which are gases at ambient temperature and atmospheric pressure conditions and which are conveyed as gases and/or liquids. Typical examples would be hydrogen, natural gas (not otherwise covered under category D), ethane, ethylene, liquefied petroleum gas (such as propane and butane), natural gas liquids, ammonia, and chlorine.

- Safety Class

Table 2-3 Classification of safety classes	
Safety class	Definition
Low	Where failure implies insignificant risk of human injury and minor environmental and economic consequences
Medium	Where failure implies low risk of human injury, minor environmental pollution or high economic or political consequences.
High	Classification for operating conditions where failure implies risk of human injury, significant environmental pollution or very high economic or political consequences

Table 2-4 Normal classification of safety classes¹⁾				
<i>Phase</i>	<i>Fluid Category A, C</i>		<i>Fluid Category B, D and E</i>	
	<i>Location Class</i>		<i>Location Class</i>	
	1	2	1	2
Temporary ^{2,3}	Low	Low	-	-
Operational	Low	Medium ⁴	Medium	High

1) Other classifications may exist depending on the conditions and criticality of failure the pipeline. For pipelines where some consequences are more severe than normal, i.e. when the table above does not apply, the selection of a higher safety class shall also consider the implication, on the total gained safety. If the total safety increase is marginal, the selection of a higher safety class may not be justified.

2) Installation until pre-commissioning (temporary phase) will normally be classified as safety class Low.

3) For safety classification of temporary phases after commissioning, special consideration shall be made to the consequences of failure, i.e. giving a higher safety class than Low.

4) Risers during normal operation will normally be classified as safety class High.

- *Incidental Factor*

Table 3-1 Incidental to design pressure ratios	
Condition or pipeline system	γ_{inc}
Typical pipeline system	1.10
Minimum, except for below	1.05
When design pressure is equal to full shut-in pressure including dynamic effects	1.00

- *Material Resistance Factor*

Table 5-2 Material resistance factor, γ_m		
<i>Limit state category¹⁾</i>	<i>SLS/ULS/ALS</i>	<i>FLS</i>
γ_m	1.15	1.00

1) The limit states (SLS, ULS, ALS and FLS) are defined in D.

- *Safety class and resistance factor: 1.138*

Table 5-3 Safety class resistance factors, γ_{sc}			
<i>Safety class</i>	<i>γ_{sc}</i>		
	<i>Low</i>	<i>Medium</i>	<i>High</i>
Pressure containment ¹⁾	1.046 ^{2),3)}	1.138	1.308 ⁴⁾
Other	1.04	1.14	1.26

1) The number of significant digits is given in order to comply with the ISO usage factors.

2) Safety class low will be governed by the system pressure test which is required to be 3% above the incidental pressure. Hence, for operation in safety class low, the resistance factor will effectively be minimum 3% higher.

3) For system pressure test, α_U shall be equal to 1.00, which gives an allowable hoop stress of 96% of SMYS both for materials fulfilling supplementary requirement U and those not.

4) For parts of pipelines in location class 1, resistance safety class medium may be applied (1.138).

- *Material Strength Factor*

Table 5-4 Material Strength factor, α_U		
<i>Factor</i>	<i>Normally</i>	<i>Supplementary requirement U</i>
α_U	0.96	1.00

- Load effect factor combinations

Table 4-4 Load effect factor combinations						
Limit State / Load combination	Load effect combination		Functional loads ¹⁾	Environmental load	Interference loads	Accidental loads
			γ_F	γ_E	γ_F	γ_A
ULS	a	System check ²⁾	1.2	0.7		
	b	Local check	1.1	1.3	1.1	
FLS	c		1.0	1.0	1.0	
ALS	d		1.0	1.0	1.0	1.0

1) If the functional load effect reduces the combined load effects, γ_F shall be taken as 1/1.1.

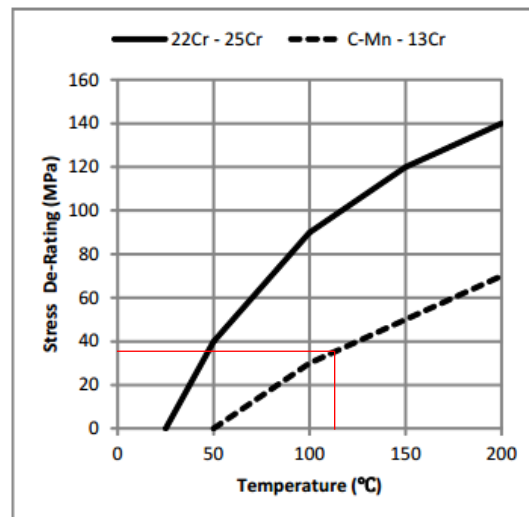
2) This load effect factor combination shall only be checked when system effects are present, i.e. when the major part of the pipeline is exposed to the same functional load. This will typically only apply to pipeline installation.

- Condition effect factor

Table 4-5 Condition load effect factors, γ_C	
Condition	γ_C
Pipeline resting on uneven seabed	1.07
Reeling on and J-tube pull-in	0.82
System pressure test	0.93
Otherwise	1.00

B. Parameter tambahan:

- Characteristic ultimate strength



(Sumber: DNV RP F109)

Stress De-Rating = 38 MPa

α_u = 0.96

$$f_y = (SMYS - f_{y,temp}) \cdot \alpha_u$$

$$f_y = (415 - 38) \cdot 0.96$$

$$f_y = 361.92 \text{ MPa}$$

$$f_u = (SMTS - f_{u,temp}) \cdot \alpha_u$$

$$f_u = (520 - 38) \cdot 0.96$$

$$f_u = 462.72 \text{ MPa}$$

$$f_{cb} = \min \left[f_y; \frac{f_u}{1.15} \right]$$

$$f_{cb} = \min \left[361.92; \frac{462.72}{1.15} \right]$$

$$f_{cb} = \min[361.92; 402.365]$$

$$f_{cb} = 361.92 \text{ MPa}$$

- Pressure Containment

$$P_b = \frac{2 \cdot t}{D - t} \cdot f_{cb} \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$P_b = \frac{2 \cdot 0.0127}{0.2191 - 0.0127} \cdot 361.92 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}$$

$$P_b = 51.43 \text{ MPa}$$

- Tekanan local incidental

1. Tekanan Internal: 26.82 MPa

$$P_u = P_d \cdot \gamma_{mc} + \rho_{cont} \cdot g \cdot h$$

$$P_u = 26.82 \cdot 1.15 + 61.03 \cdot 9.81 \cdot 79.5$$

$$P_u = 30.89 \text{ MPa}$$

2. Tekanan Internal: 37.25

$$P_u = 37.25 \cdot 1.15 + 61.03 \cdot 9.81 \cdot 79.5$$

$$P_u = 42.89 \text{ MPa}$$

- Tekanan Propagation Buckling

$$P_{pr} = 35 \cdot f_y \cdot a_{fab} \cdot \left(\frac{t}{Do} \right)^{2.5}$$

$$P_{pr} = 35 \cdot 361.92 \cdot 1 \cdot \left(\frac{0.0127}{0.2191} \right)^{2.5}$$

$$P_{pr} = 10.25 \text{ MPa}$$

- Tahanan Momen Plastis

$$M_p = f_y \cdot (Do - t)^2 \cdot t$$

$$M_p = 316.92 \cdot (0.2191 - 0.0127)^2 \cdot 0.0127$$

$$M_p = 195810.37 \text{ Nm}$$

- Karakteristik tahanan gaya aksial plastis

$$S_p = f_y \cdot \pi \cdot (Do - t)^2 \cdot t$$

$$S_p = 316.92 \cdot \pi \cdot (0.2191 - 0.0127)^2 \cdot 0.0127$$

$$S_p = 2980409.025 \text{ N}$$

- Combined loading criteria factor

$$\beta = \frac{60 - \frac{Do}{t}}{90}$$

$$\beta = \frac{60 - 17.25}{90}$$

$$\beta = 0.475$$

- Flow stress parameter

$$a_c = (1 - \beta) + \beta \cdot \frac{f_u}{f_y}$$

$$a_c = (1 - 0.475) + 0.475 \cdot \frac{462.72 \text{ MPa}}{361.92 \text{ MPa}}$$

$$a_c = 1.132$$

- Faktor tekanan untuk combined loading criteria

$$a_p = (1 - \beta)$$

$$a_p = (1 - 0.475)$$

$$a_p = 0.525$$

- Gaya aksial efektif desain

1. Tekanan Internal: 26.82 MPa

$$S_{sd} = P_i \cdot A_i (1 - 2\nu) - A_s \cdot E \cdot \Delta T \cdot \alpha_e$$

$$S_{sd} = 26.82 \cdot 0.0313 \cdot (1 - 2 \cdot 0.3) - 0.01 \cdot 207000 \cdot 120 \cdot 0.0000117$$

$$S_{sd} = 335788.2545 \text{ N}$$

2. Tekanan Internal: 37.25

$$S_{sd} = 37.25 \cdot 0.0313 \cdot (1 - 2 \cdot 0.3) - 0.01 \cdot 207000 \cdot 120 \cdot 0.0000117$$

$$S_{sd} = 466371.8545 \text{ N}$$

- Design bending moment

1. Tekanan Internal: 26.82 MPa

$$M_{sd} = 33868.49 \text{ Nm}$$

2. Tekanan Internal: 37.25

$$M_{sd} = 33869.61 \text{ Nm}$$

C. Perhitungan pengecekan local buckling

Kriteria	Tekanan Internal	
	26.82 MPa	37.25 MPa
Pressure Containment	$P_u - P_e \leq \frac{P_b(t)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}}$ $P_u - P_e = 30.06 \text{ MPa}$ $\frac{P_b(t)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} = 39.30 \text{ MPa}$ $30.06 < 39.30$	$P_u - P_e \leq \frac{P_b(t)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}}$ $P_u - P_e = 42.05 \text{ MPa}$ $\frac{P_b(t)}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} = 39.30 \text{ MPa}$ $42.05 > 39.30$
Propagation Buckling	$P_u - P_{min} \leq \frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}}$ $P_u - P_{min} = 4.07 \text{ MPa}$ $\frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} = 7.83 \text{ MPa}$ $4.07 < 7.83$	$P_u - P_{min} \leq \frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}}$ $P_u - P_{min} = 5.64 \text{ MPa}$ $\frac{P_{pr}}{\gamma_m \cdot \gamma_{SC}} = 7.83 \text{ MPa}$ $5.64 < 7.83$
Combined Loading Criteria	$\left\{ \gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot \frac{ M_{sd} }{\alpha_c \cdot M_p(t_2)} + \left\{ \frac{\gamma_m \cdot \gamma_{SC} \cdot S_{sd}(p_i)}{\alpha_c \cdot S_p(t_2)} \right\}^2 \right\}^2 + \left(\alpha_p \cdot \frac{p_i - p_e}{\alpha_c \cdot p_b(t_2)} \right)^2 \leq 1$	
	0.37 < 1	0.50 < 1

LAMPIRAN E

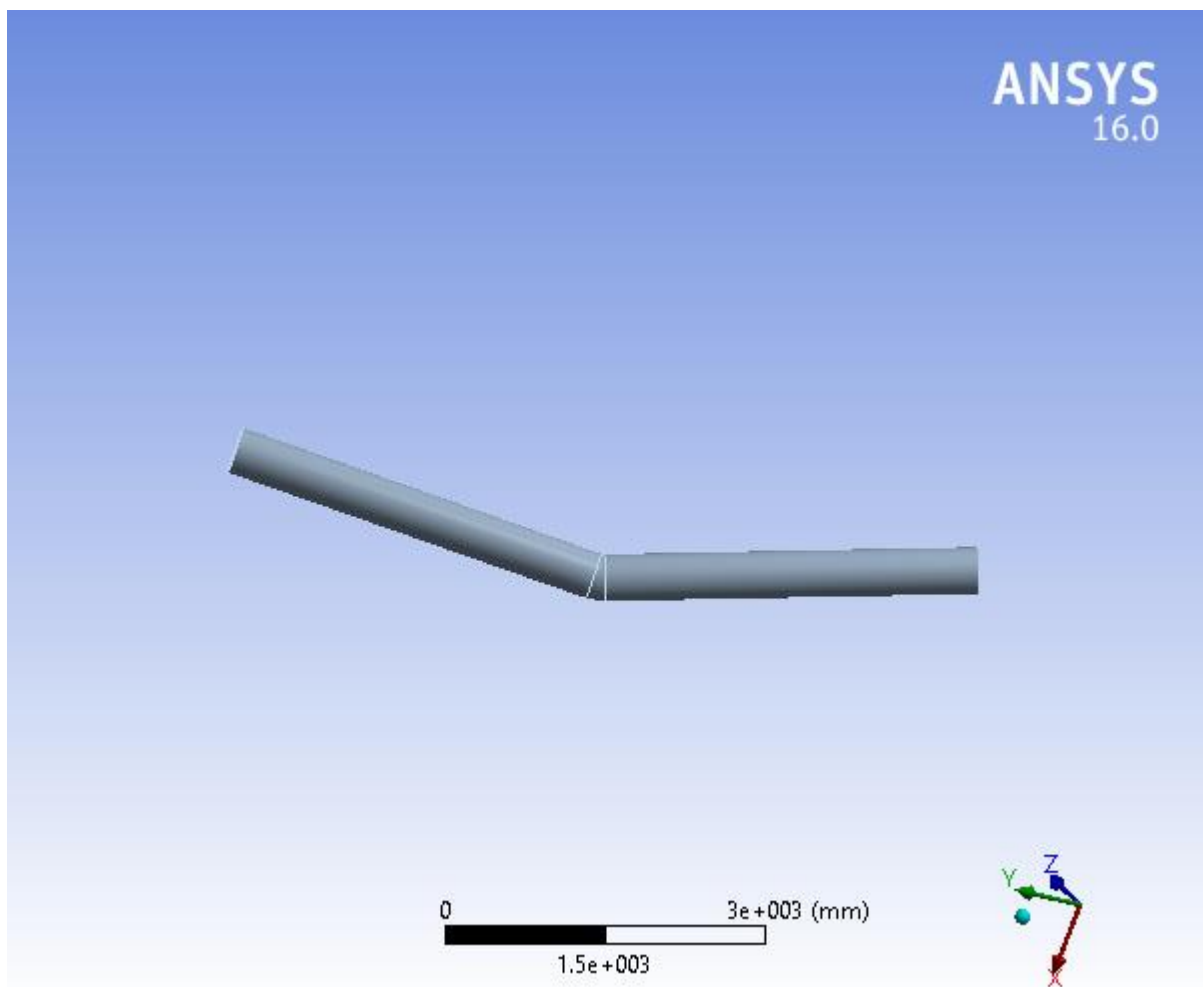
Laporan

Deformasi dari ANSYS



Project

First Saved	Saturday, April 29, 2017
Last Saved	Sunday, July 23, 2017
Product Version	16.0 Release
Save Project Before Solution	No
Save Project After Solution	No



Units

TABLE 1

Unit System	Metric (mm, t, N, s, mV, mA) Degrees rad/s Celsius
Angle	Degrees
Rotational Velocity	rad/s
Temperature	Celsius

Model (C4)

Geometry

TABLE 2
Model (C4) > Geometry

Object Name	Geometry
State	Fully Defined
Definition	
Source	D:\ANSYS HAFIFA\HAFIFA PUNYA COY_files\dp0\SYS-3\DM\SYS-3.agdb
Type	DesignModeler
Length Unit	Meters
Element Control	Program Controlled
Display Style	Body Color
Bounding Box	
Length X	1793.2 mm
Length Y	6479.1 mm
Length Z	3358.2 mm
Properties	
Volume	1.8196e+008 mm ³
Mass	1.4284 t
Scale Factor Value	1.
Statistics	
Bodies	1
Active Bodies	1
Nodes	164524
Elements	24723
Mesh Metric	None
Basic Geometry Options	
Parameters	Yes
Parameter Key	DS
Attributes	No
Named Selections	No
Material Properties	No
Advanced Geometry Options	
Use Associativity	Yes
Coordinate Systems	No
Reader Mode Saves Updated File	No
Use Instances	Yes
Smart CAD Update	No
Compare Parts On Update	No
Attach File Via Temp File	Yes
Temporary Directory	C:\Users\AMD 2\AppData\Local\Temp
Analysis Type	3-D
Decompose Disjoint Geometry	Yes
Enclosure and Symmetry Processing	Yes

TABLE 3
Model (C4) > Geometry > Parts

Object Name	<i>Part 1</i>
State	Meshed
Graphics Properties	
Visible	Yes
Transparency	1
Definition	
Suppressed	No
Stiffness Behavior	Flexible
Coordinate System	Default Coordinate System
Reference Temperature	By Environment
Material	
Assignment	Structural Steel
Nonlinear Effects	Yes
Thermal Strain Effects	Yes
Bounding Box	
Length X	1793.2 mm
Length Y	6479.1 mm
Length Z	3358.2 mm
Properties	
Volume	1.8196e+008 mm ³
Mass	1.4284 t
Centroid X	3330.1 mm
Centroid Y	-3154.2 mm
Centroid Z	-11981 mm
Moment of Inertia Ip1	1.1251e+005 t·mm ²
Moment of Inertia Ip2	6.0116e+006 t·mm ²
Moment of Inertia Ip3	5.9617e+006 t·mm ²
Statistics	
Nodes	164524
Elements	24723
Mesh Metric	None

Coordinate Systems

TABLE 4
Model (C4) > Coordinate Systems > Coordinate System

Object Name	Global Coordinate System	Coordinate System
State	Fully Defined	
Definition		
Type	Cartesian	
Coordinate System ID	0.	
Coordinate System		Program Controlled
Suppressed		No
Origin		
Origin X	0. mm	3623.7 mm
Origin Y	0. mm	-1408.7 mm
Origin Z	0. mm	-11387 mm
Define By		Global Coordinates
Location		Defined
Directional Vectors		

X Axis Data	[1. 0. 0.]	[0.21719 -0.45715 0.86247]
Y Axis Data	[0. 1. 0.]	[0.11164 0.88939 0.4433]
Z Axis Data	[0. 0. 1.]	[-0.96972 0. 0.2442]
Principal Axis		
Axis		X
Define By		Hit Point Normal
Hit Point Normal		Defined
Orientation About Principal Axis		
Axis		Y
Define By		Default
Transformations		
Base Configuration		Absolute
Transformed Configuration		[3623.7 -1408.7 -11387]

Mesh

TABLE 5
Model (C4) > Mesh

Object Name	<i>Mesh</i>
State	Solved
Display	
Display Style	Body Color
Defaults	
Physics Preference	Mechanical
Relevance	0
Sizing	
Use Advanced Size Function	Off
Relevance Center	Fine
Element Size	80.0 mm
Initial Size Seed	Active Assembly
Smoothing	High
Transition	Fast
Span Angle Center	Fine
Minimum Edge Length	1254.80 mm
Inflation	
Use Automatic Inflation	None
Inflation Option	Smooth Transition
Transition Ratio	0.272
Maximum Layers	5
Growth Rate	1.2
Inflation Algorithm	Pre
View Advanced Options	No
Patch Conforming Options	
Triangle Surface Mesher	Program Controlled
Patch Independent Options	
Topology Checking	No
Advanced	
Number of CPUs for Parallel Part Meshing	Program Controlled
Shape Checking	Standard Mechanical
Element Midside Nodes	Program Controlled
Straight Sided Elements	No
Number of Retries	0

Extra Retries For Assembly	Yes
Rigid Body Behavior	Dimensionally Reduced
Mesh Morphing	Disabled
Defeaturing	
Pinch Tolerance	Please Define
Generate Pinch on Refresh	No
Automatic Mesh Based Defeaturing	On
Defeaturing Tolerance	Default
Statistics	
Nodes	164524
Elements	24723
Mesh Metric	None

Named Selections

TABLE 6
Model (C4) > Named Selections > Named Selections

Object Name	<i>Selection</i>
State	Fully Defined
Scope	
Scoping Method	Geometry Selection
Geometry	1 Face
Definition	
Send to Solver	Yes
Visible	Yes
Program Controlled Inflation	Exclude
Statistics	
Type	Manual
Total Selection	1 Face
Suppressed	0
Used by Mesh Worksheet	No

Static Structural (C5)

TABLE 7
Model (C4) > Analysis

Object Name	<i>Static Structural (C5)</i>
State	Solved
Definition	
Physics Type	Structural
Analysis Type	Static Structural
Solver Target	Mechanical APDL
Options	
Environment Temperature	22. °C
Generate Input Only	No

TABLE 8
Model (C4) > Static Structural (C5) > Analysis Settings

Object Name	<i>Analysis Settings</i>
State	Fully Defined
Step Controls	
Number Of Steps	1.

Current Step Number	1.
Step End Time	1. s
Auto Time Stepping	Program Controlled
Solver Controls	
Solver Type	Program Controlled
Weak Springs	Program Controlled
Solver Pivot Checking	Program Controlled
Large Deflection	Off
Inertia Relief	Off
Restart Controls	
Generate Restart Points	Program Controlled
Retain Files After Full Solve	No
Nonlinear Controls	
Newton-Raphson Option	Program Controlled
Force Convergence	Program Controlled
Moment Convergence	Program Controlled
Displacement Convergence	Program Controlled
Rotation Convergence	Program Controlled
Line Search	Program Controlled
Stabilization	Off
Output Controls	
Stress	Yes
Strain	Yes
Nodal Forces	No
Contact Miscellaneous	No
General Miscellaneous	No
Store Results At	All Time Points
Analysis Data Management	
Solver Files Directory	D:\ANSYS HAFIFA\HAFIFA PUNYA COY_files\dp0\SYS-3\MECH\
Future Analysis	None
Scratch Solver Files Directory	
Save MAPDL db	No
Delete Unneeded Files	Yes
Nonlinear Solution	No
Solver Units	Active System
Solver Unit System	nmm

TABLE 9
Model (C4) > Static Structural (C5) > Loads

Object Name	Force	Pin	Internal Pressure	Roll	Pressure External
State	Fully Defined				
Scope					
Scoping Method	Geometry Selection				
Geometry	1 Face		3 Faces	1 Face	3 Faces
Definition					
Type	Force	Fixed Support	Pressure	Displacement	Pressure
Define By	Components		Normal To	Components	Normal To

Coordinate System	Global Coordinate System		Global Coordinate System	
X Component	951. N (ramped)		Free	
Y Component	-2580. N (ramped)		0. mm (ramped)	
Z Component	2645. N (ramped)		0. mm (ramped)	
Suppressed	No			
Magnitude		26.82 MPa (ramped)		0.83066 MPa (ramped)

Solution (C6)

TABLE 10
Model (C4) > Static Structural (C5) > Solution

Object Name	<i>Solution (C6)</i>
State	Solved
Adaptive Mesh Refinement	
Max Refinement Loops	1.
Refinement Depth	2.
Information	
Status	Done
Post Processing	
Calculate Beam Section Results	No

TABLE 11
Model (C4) > Static Structural (C5) > Solution (C6) > Solution Information

Object Name	<i>Solution Information</i>
State	Solved
Solution Information	
Solution Output	Solver Output
Newton-Raphson Residuals	0
Update Interval	2.5 s
Display Points	All
FE Connection Visibility	
Activate Visibility	Yes
Display	All FE Connectors
Draw Connections Attached To	All Nodes
Line Color	Connection Type
Visible on Results	No
Line Thickness	Single
Display Type	Lines

TABLE 12
Model (C4) > Static Structural (C5) > Solution (C6) > Results

Model (C1) - Static Structural (C2) - Solution (C3) - Results		
Object Name	Total Deformation	Directional Deformation
State	Solved	
Scope		
Scoping Method	Geometry Selection	
Geometry	All Bodies	
Definition		

Type	Total Deformation	Directional Deformation
By	Time	
Display Time	Last	
Calculate Time History	Yes	
Identifier		
Suppressed	No	
Orientation		X Axis
Coordinate System		Global Coordinate System
Results		
Minimum	0. mm	-0.18407 mm
Maximum	3.7421 mm	3.6497 mm

TABLE 13
Model (C4) > Static Structural (C5) > Solution (C6) > Total Deformation

Time [s]	Minimum [mm]	Maximum [mm]
1.	0.	3.7421

TABLE 14
Model (C4) > Static Structural (C5) > Solution (C6) > Directional Deformation

Time [s]	Minimum [mm]	Maximum [mm]
1.	-0.18407	3.6497

TABLE 15
Model (C4) > Static Structural (C5) > Solution (C6) > Probes

Object Name	<i>Stress Probe</i>
State	Solved
Definition	
Type	Stress
Location Method	Geometry Selection
Geometry	1 Face
Orientation	Global Coordinate System
Suppressed	No
Options	
Result Selection	Equivalent (von-Mises)
Display Time	End Time
Spatial Resolution	Use Maximum
Results	
Equivalent (von-Mises)	307.9 MPa
Maximum Value Over Time	
Equivalent (von-Mises)	307.9 MPa
Minimum Value Over Time	
Equivalent (von-Mises)	307.9 MPa

TABLE 16
Model (C4) > Static Structural (C5) > Solution (C6) > Stress Probe

Time [s]	Stress Probe (Equivalent (von-Mises)) [MPa]
1.	307.9

Material Data

Structural Steel

TABLE 17
Structural Steel > Constants

Density	7.85e-009 tonne mm ⁻³
Coefficient of Thermal Expansion	1.2e-005 C ⁻¹
Specific Heat	4.34e+008 mJ tonne ⁻¹ C ⁻¹
Thermal Conductivity	6.05e-002 W mm ⁻¹ C ⁻¹
Resistivity	1.7e-004 ohm mm

TABLE 18
Structural Steel > Compressive Ultimate Strength

Compressive Ultimate Strength MPa
0

TABLE 19
Structural Steel > Compressive Yield Strength

Compressive Yield Strength MPa
250

TABLE 20
Structural Steel > Tensile Yield Strength

Tensile Yield Strength MPa
250

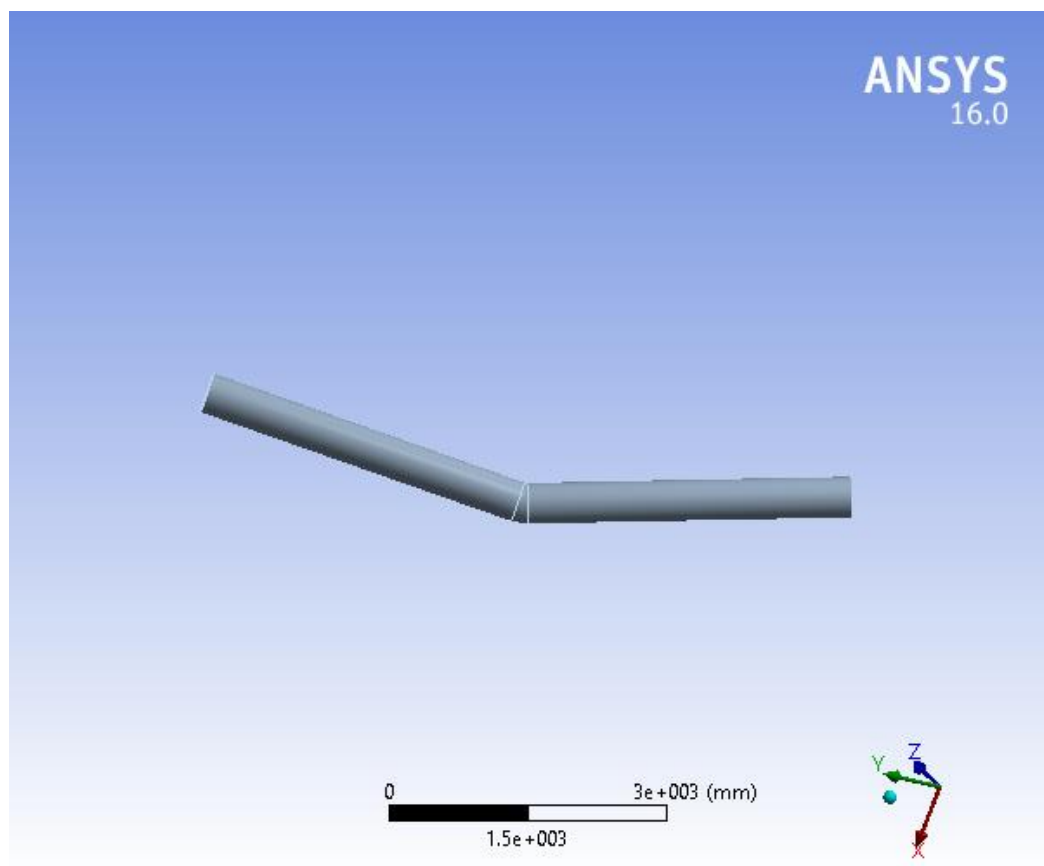
TABLE 21
Structural Steel > Tensile Ultimate Strength

Tensile Ultimate Strength MPa
460



Project

First Saved	Saturday, April 29, 2017
Last Saved	Sunday, July 23, 2017
Product Version	16.0 Release
Save Project Before Solution	No
Save Project After Solution	No



Units

TABLE 1

Unit System	Metric (mm, t, N, s, mV, mA) Degrees rad/s Celsius
Angle	Degrees
Rotational Velocity	rad/s
Temperature	Celsius

Model (B4)

Geometry

TABLE 2
Model (B4) > Geometry

Object Name	Geometry
State	Fully Defined
Definition	
Source	D:\ANSYS HAFIFA\HAFIFA PUNYA COY_files\dp0\SYS-2\DM\SYS-2.agdb
Type	DesignModeler
Length Unit	Meters
Element Control	Program Controlled
Display Style	Body Color
Bounding Box	
Length X	1793.2 mm
Length Y	6479.1 mm
Length Z	3358.2 mm
Properties	
Volume	1.8196e+008 mm ³
Mass	1.4284 t
Scale Factor Value	1.
Statistics	
Bodies	1
Active Bodies	1
Nodes	164524
Elements	24723
Mesh Metric	None
Basic Geometry Options	
Parameters	Yes
Parameter Key	DS
Attributes	No
Named Selections	No
Material Properties	No
Advanced Geometry Options	
Use Associativity	Yes
Coordinate Systems	No
Reader Mode Saves Updated File	No
Use Instances	Yes
Smart CAD Update	No
Compare Parts On Update	No
Attach File Via Temp File	Yes
Temporary Directory	C:\Users\AMD 2\AppData\Local\Temp
Analysis Type	3-D
Decompose Disjoint Geometry	Yes
Enclosure and Symmetry Processing	Yes

TABLE 3
Model (B4) > Geometry > Parts

Object Name	<i>Part 1</i>
State	Meshed
Graphics Properties	
Visible	Yes
Transparency	1
Definition	
Suppressed	No
Stiffness Behavior	Flexible
Coordinate System	Default Coordinate System
Reference Temperature	By Environment
Material	
Assignment	Structural Steel
Nonlinear Effects	Yes
Thermal Strain Effects	Yes
Bounding Box	
Length X	1793.2 mm
Length Y	6479.1 mm
Length Z	3358.2 mm
Properties	
Volume	1.8196e+008 mm ³
Mass	1.4284 t
Centroid X	3330.1 mm
Centroid Y	-3154.2 mm
Centroid Z	-11981 mm
Moment of Inertia Ip1	1.1251e+005 t·mm ²
Moment of Inertia Ip2	6.0116e+006 t·mm ²
Moment of Inertia Ip3	5.9617e+006 t·mm ²
Statistics	
Nodes	164524
Elements	24723
Mesh Metric	None

Coordinate Systems

TABLE 4
Model (B4) > Coordinate Systems > Coordinate System

Object Name	<i>Global Coordinate System</i>
State	Fully Defined
Definition	
Type	Cartesian
Coordinate System ID	0.
Origin	
Origin X	0. mm
Origin Y	0. mm
Origin Z	0. mm
Directional Vectors	
X Axis Data	[1. 0. 0.]
Y Axis Data	[0. 1. 0.]
Z Axis Data	[0. 0. 1.]

Mesh

TABLE 5
Model (B4) > Mesh

Object Name	Mesh
State	Solved
Display	
Display Style	Body Color
Defaults	
Physics Preference	Mechanical
Relevance	0
Sizing	
Use Advanced Size Function	Off
Relevance Center	Fine
Element Size	80.0 mm
Initial Size Seed	Active Assembly
Smoothing	High
Transition	Fast
Span Angle Center	Fine
Minimum Edge Length	1254.80 mm
Inflation	
Use Automatic Inflation	None
Inflation Option	Smooth Transition
Transition Ratio	0.272
Maximum Layers	5
Growth Rate	1.2
Inflation Algorithm	Pre
View Advanced Options	No
Patch Conforming Options	
Triangle Surface Mesher	Program Controlled
Patch Independent Options	
Topology Checking	No
Advanced	
Number of CPUs for Parallel Part Meshing	Program Controlled
Shape Checking	Standard Mechanical
Element Midside Nodes	Program Controlled
Straight Sided Elements	No
Number of Retries	0
Extra Retries For Assembly	Yes
Rigid Body Behavior	Dimensionally Reduced
Mesh Morphing	Disabled
Defeaturing	
Pinch Tolerance	Please Define
Generate Pinch on Refresh	No
Automatic Mesh Based Defeaturing	On
Defeaturing Tolerance	Default
Statistics	
Nodes	164524
Elements	24723
Mesh Metric	None

Static Structural (B5)

TABLE 6
Model (B4) > Analysis

Object Name	<i>Static Structural (B5)</i>
State	Solved
Definition	
Physics Type	Structural
Analysis Type	Static Structural
Solver Target	Mechanical APDL
Options	
Environment Temperature	22. °C
Generate Input Only	No

TABLE 7
Model (B4) > Static Structural (B5) > Analysis Settings

Object Name	<i>Analysis Settings</i>
State	Fully Defined
Step Controls	
Number Of Steps	1.
Current Step Number	1.
Step End Time	1. s
Auto Time Stepping	Program Controlled
Solver Controls	
Solver Type	Program Controlled
Weak Springs	Program Controlled
Solver Pivot Checking	Program Controlled
Large Deflection	Off
Inertia Relief	Off
Restart Controls	
Generate Restart Points	Program Controlled
Retain Files After Full Solve	No
Nonlinear Controls	
Newton-Raphson Option	Program Controlled
Force Convergence	Program Controlled
Moment Convergence	Program Controlled
Displacement Convergence	Program Controlled
Rotation Convergence	Program Controlled
Line Search	Program Controlled
Stabilization	Off
Output Controls	
Stress	Yes
Strain	Yes
Nodal Forces	No
Contact Miscellaneous	No
General Miscellaneous	No
Store Results At	All Time Points
Analysis Data Management	
Solver Files Directory	D:\ANSYS HAFIFA\HAFIFA PUNYA COY_files\dp0\SYS-2\MECH\
Future Analysis	None
Scratch Solver Files Directory	
Save MAPDL db	No
Delete Unneeded Files	Yes

Nonlinear Solution	No
Solver Units	Active System
Solver Unit System	nmm

TABLE 8
Model (B4) > Static Structural (B5) > Loads

Object Name	Force	Pin	Internal Pressure	Roll	Pressure External
State	Fully Defined				
Scope					
Scoping Method	Geometry Selection				
Geometry	1 Face		3 Faces	1 Face	3 Faces
Definition					
Type	Force	Fixed Support	Pressure	Displacement	Pressure
Define By	Components		Normal To	Components	Normal To
Coordinate System	Global Coordinate System			Global Coordinate System	
X Component	951. N (ramped)			Free	
Y Component	-2584. N (ramped)			0. mm (ramped)	
Z Component	2650. N (ramped)			0. mm (ramped)	
Suppressed	No				
Magnitude			37.25 MPa (ramped)		0.83066 MPa (ramped)

Solution (B6)

TABLE 9
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution

Object Name	<i>Solution (B6)</i>
State	Solved
Adaptive Mesh Refinement	
Max Refinement Loops	1.
Refinement Depth	2.
Information	
Status	Done
Post Processing	
Calculate Beam Section Results	No

TABLE 10
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution (B6) > Solution Information

Object Name	<i>Solution Information</i>
State	Solved
Solution Information	
Solution Output	Solver Output
Newton-Raphson Residuals	0
Update Interval	2.5 s
Display Points	All
FE Connection Visibility	

Activate Visibility	Yes
Display	All FE Connectors
Draw Connections Attached To	All Nodes
Line Color	Connection Type
Visible on Results	No
Line Thickness	Single
Display Type	Lines

TABLE 11
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution (B6) > Results

Object Name	Total Deformation	Directional Deformation
State	Solved	
Scope		
Scoping Method	Geometry Selection	
Geometry	All Bodies	
Definition		
Type	Total Deformation	Directional Deformation
By	Time	
Display Time	Last	
Calculate Time History	Yes	
Identifier		
Suppressed	No	
Orientation		X Axis
Coordinate System		Global Coordinate System
Results		
Minimum	0. mm	-0.25799 mm
Maximum	5.2506 mm	5.1162 mm

TABLE 12
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution (B6) > Total Deformation

Time [s]	Minimum [mm]	Maximum [mm]
1.	0.	5.2506

FIGURE 6
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution (B6) > Directional Deformation

TABLE 13
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution (B6) > Directional Deformation

Time [s]	Minimum [mm]	Maximum [mm]
1.	-0.25799	5.1162

TABLE 14
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution (B6) > Probes

Object Name	<i>Stress Probe</i>
State	Solved
Definition	
Type	Stress
Location Method	Geometry Selection
Geometry	1 Face
Orientation	Global Coordinate System
Suppressed	No

Options	
Result Selection	Equivalent (von-Mises)
Display Time	End Time
Spatial Resolution	Use Maximum
Results	
Equivalent (von-Mises)	431.56 MPa
Maximum Value Over Time	
Equivalent (von-Mises)	431.56 MPa
Minimum Value Over Time	
Equivalent (von-Mises)	431.56 MPa

TABLE 15
Model (B4) > Static Structural (B5) > Solution (B6) > Stress Probe

Time [s]	Stress Probe (Equivalent (von-Mises)) [MPa]
1.	431.56

Material Data

Structural Steel

TABLE 16
Structural Steel > Constants

Density	7.85e-009 tonne mm ⁻³
Coefficient of Thermal Expansion	1.2e-005 C ⁻¹
Specific Heat	4.34e+008 mJ tonne ⁻¹ C ⁻¹
Thermal Conductivity	6.05e-002 W mm ⁻¹ C ⁻¹
Resistivity	1.7e-004 ohm mm

TABLE 17
Structural Steel > Compressive Ultimate Strength

Compressive Ultimate Strength MPa
0

TABLE 18
Structural Steel > Compressive Yield Strength

Compressive Yield Strength MPa
250

TABLE 19
Structural Steel > Tensile Yield Strength

Tensile Yield Strength MPa
250

TABLE 20
Structural Steel > Tensile Ultimate Strength

Tensile Ultimate Strength MPa
460

BIODATA PENULIS



Hafifa Rostyani lahir di Jakarta, 8 September 1995. Penulis adalah anak ke 2 dari 3 bersaudara. Penulis sejak lahir dan besar di kota kelahiran yaitu kota Jakarta. Penulis menjalani pendidikan sekolah dasar di SD Adik Irma Jakarta dari 2001 hingga 2007. Kemudian dilanjutkan sekolah menengah pertama di SMP Negeri 216 Jakarta dari 2007-2010. Setelah itu dilanjutkan dengan pendidikan di SMA Negeri 81 Jakarta dari 2010-2013. Setelah lulus dari sekolah pada tahun 2013, melalui jalur SNMPTN, penulis diterima di Jurusan Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya untuk jenjang S-1. Selama perkuliahan, penulis mengikuti beberapa acara sebagai panitia juga berorganisasi. Penulis setia di Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan FTK ITS (HIMATEKLA FTK ITS) tepatnya pada Departemen Dalam Negeri selama 2 periode, yaitu 2014-2015 dan 2015-2016. Penulis juga aktif berpartisipasi dalam beberapa acara baik dalam maupun luar jurusan. Salah satunya menjadi staff kemudian ditahun selanjutnya kepala bagian dokumentasi di OCEANO. Juga masih banyak lagi dalam acara-acara yang diselenggarakan oleh HIMATEKLA FTK ITS, BEM FTK ITS, juga BEM ITS. Pada tahun 2016, penulis berkesempatan kerja praktek di PT. Wijaya Karya di Departemen Industrial Plant bagian Piping Engineering selama 2 bulan. Penulis tertarik pada bidang pipeline khususnya untuk *subsea*. Kemudian penulis menyusun tugas akhir ini dengan judul “Analisis *Local Buckling Tie-In Spool* pada PLEM Iguana Menuju Bison *Wellhead* di Laut Natuna”

